

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



TRABAJO DE FIN DE GRADO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ENLACES Y TRANSPORTE EN CC; HVDC

Estudio del fenómeno de falta en la limitación del
desarrollo de redes en HVDC

Autor: Darío Xavier López Alvarado

Tutor: Miguel Ángel Orduñez del Pino

Madrid, septiembre de 2017

Índice

| | |
|--|-----|
| SIGLAS | III |
| LISTA DE IMÁGENES | IV |
| LISTA DE TABLAS | VI |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| PRIMERA PARTE | 2 |
| 1. POR QUÉ INVERTIR EN EL TRANSPORTE | 2 |
| 1.1. Contexto económico y social en el mundo y en Europa | 2 |
| 1.2. Más consumo y más energías renovables | 3 |
| 1.3. Un desarrollo sostenible | 4 |
| 1.4. Por qué es necesario un mayor desarrollo | 5 |
| 1.5. Perspectivas y opciones | 6 |
| 1.6. ¿Por qué no AC? | 7 |
| 1.7. Supergrids: el futuro | 8 |
| SEGUNDA PARTE | 10 |
| 2. LA TECNOLOGÍA HVDC | 10 |
| 2.1. ¿Qué es HVDC? | 10 |
| 2.2. Line commutated converter o LCC | 11 |
| 2.2.1. Componentes | 13 |
| 2.2.2. Pérdidas en el sistema LCC | 13 |
| 2.2.3. Ultra-High Voltage HVDC | 14 |
| 2.3. Voltage Source Converters o VSC | 14 |
| 2.3.1. Topologías del convertidor VSC HVDC | 16 |
| 2.3.2. MMC VSC HVDC | 19 |
| 2.3.3. Comparación entre topologías VSC-HVDC | 20 |
| 2.3.4. Componentes VSC | 20 |
| 2.3.5. Pérdidas. | 21 |
| 2.4. Comparación entre tecnologías | 21 |
| 2.5. Topologías LCC HVDC | 23 |
| 3. REDES HVDC | 25 |
| 3.1. Qué es una red HVDC | 25 |
| 3.2. Una red HVDC como apoyo de la red de AC | 26 |
| 3.3. Topologías de redes HVDC | 27 |
| 3.4. ¿Qué hace falta para generar redes? | 28 |
| 3.5. ¿Cómo afecta la topología? | 28 |
| TERCERA PARTE | 31 |
| 4. FENÓMENO DE FALTA | 31 |
| 4.1. Falta en AC | 31 |
| 4.2. Falta en DC | 33 |
| 4.2.1. Acontecimiento de sucesos | 35 |
| 4.2.2. Modelo de red lineal | 36 |

| | |
|--|----|
| 4.2.3. Régimen transitorio. Ondas viajeras | 37 |
| 4.2.4. Régimen de falta permanente | 41 |
| 4.3. Conclusiones | 45 |
| 5. HVDC CIRCUIT BREAKERS | 46 |
| 5.1. Por qué es necesario aislar | 46 |
| 5.2. Requisitos | 47 |
| 5.3. Principio básico de interrupción | 48 |
| 5.4. CB de estado sólido | 50 |
| 5.5. CB Híbridos | 51 |
| 5.6. Soluciones actuales | 53 |
| 6. SISTEMA Y MÉTODOS DE PROTECCIÓN | 54 |
| 6.1. Sistema de protección ideal | 54 |
| 6.2. Métodos de protección | 55 |
| 6.3. Detección de la falta | 55 |
| 6.4. Localización de la falta | 56 |
| 6.4.1. Sin comunicación | 56 |
| 6.4.2. Mínima comunicación | 57 |
| 6.4.3. Completamente comunicado | 57 |
| 6.5. Protecciones diferenciales en DC | 57 |
| 7. CONCLUSIONES | 60 |
| 7.1. Comprobación de los resultados | 60 |
| 7.2. La línea entre lo teórico y la realidad | 60 |
| 7.3. Una mayor estandarización | 60 |
| 7.4. Futuro trabajo | 60 |
| REFERENCIAS | 61 |

Siglas

| | |
|----------------|---|
| AC | Alternating Current |
| CB | Circuit Breaker |
| CSC | Current Source Converter |
| DC | Direct current |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Opetators for Electricity |
| FB | Full Bridge |
| HB | Half Bridge |
| HCB | Hybrid Circuit Breaker |
| HVAC | High Voltage Alternating Current |
| HVDC | High Voltage Direct Current |
| LCC | Line Conmutaded Converter |
| MCB | Mechanical Circuit Breaker |
| NSCOGI | The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative |
| PTP | Point to Point |
| SM | Submodule |
| STATCOM | Static Synchronous Compensator |
| UHV | Ultra High Voltage |
| VSC | Voltage Source Converter |

Lista de imágenes

| | |
|---|----|
| <i>Imagen 1: Renewable energy shares in the European Union vs. Renewable Energy Directive. EC, 2017 [6]</i> | 2 |
| <i>Imagen 2: Crecimiento total de la producción de energía eléctrica hasta el año 2015: IEA, 2017. [43]</i> | 3 |
| <i>Imagen 3: Islas eléctricas en Europa. ENTSO-E, 2014. [14]</i> | 5 |
| <i>Imagen 4: Posibles escenarios estudiados por TYNDP. ENTSO-E, 2014 [14]</i> | 6 |
| <i>Imagen 5: Proyecciones del sistema eléctrico europeo a largo plazo >2018. [14]</i> | 6 |
| <i>Imagen 6: Atlas del proyecto Desertec. [21]</i> | 8 |
| <i>Imagen 7: Tensiones y frecuencias del mundo. [44]</i> | 9 |
| <i>Imagen 8: Esquema de básico de una conexión en corriente continua</i> | 10 |
| <i>Imagen 9: Tiristores bidireccionales controlados. ABB. [45]</i> | 11 |
| <i>Imagen 10: Esquema del funcionamiento de un rectificador conmutado por red [27]</i> | 12 |
| <i>Imagen 11: Forma de onda de la tensión (rojo) a la salida de un rectificador de 6 pulsos conectado a una carga resistiva [27]</i> | 12 |
| <i>Imagen 12: Esquema típico de una topología LCC HVDC (Monopolo 12 pulsos con retorno metálico) [7]</i> | 13 |
| <i>Imagen 13: Módulos IGBTs y diodos. ABB. [47]</i> | 14 |
| <i>Imagen 14: Esquema básico de un inversor de corriente mediante el uso de IGBTs [27]</i> | 15 |
| <i>Imagen 15: Modulaci3n y control mediante PWM para las fases A y B mostrados en el esquema VSC HVDC [27]</i> | 15 |
| <i>Imagen 16: Respuesta en frecuencia de un rectificador VSC con modulaci3n PWM [27]</i> | 16 |
| <i>Imagen 17: Direcci3n de la corriente en un terminal two-level VSC en una de las fases. [28]</i> | 17 |
| <i>Imagen 18: Esquema de una configuraci3n Three-Level VSC y su flujo de corriente para una de las fases. [28]</i> | 17 |
| <i>Imagen 19: Esquema general de una configuraci3n Modular-Multi-level Converter VSC HVDC de 401 niveles como el utilizado en la conexi3n Espa1a-Francia [29]</i> | 18 |
| <i>Imagen 20: Detalle de un sub-m3dulo MMC (a) y detalle de la v3lvula IGBT empleada (b) [29]</i> | 19 |
| <i>Imagen 21: Sistema de conmutaci3n en cascada empleado por el MMC VSC para 5 niveles. [11]</i> | 19 |
| <i>Imagen 22: Respuesta en p.u de la onda de tensi3n generada para una configuraci3n de 21 niveles MMC. [29]</i> | 20 |
| <i>Imagen 23: Topologías Half-Bridge (izquierda) y Full-Bridge (derecha) posibles para los subm3dulos MMC [30]</i> | 20 |
| <i>Imagen 24: Tres configuraciones HVDC b3sicas para las diferentes topologías mostradas. (a) Back-to-Back (b) Monopolar (c) Bipolar con retorno metálico [32]</i> | 24 |
| <i>Imagen 25: Red AC (rojo) combinada con una red off shore HVDC (verde). [36]</i> | 25 |
| <i>Imagen 26: P3rdidas en la red con y sin enlace HVDC. A su vez, diversas t3cnicas de reducci3n de p3rdidas en los convertidores son tratadas. [31]</i> | 27 |
| <i>Imagen 27: Ejemplo de comparaci3n de una red HVDC formada por conexiones punto a punto (izquierda) vs una red empleando HVDC CBs (derecha). □ Estaci3n convertidora. DC CB. [35]</i> | 27 |
| <i>Imagen 28: Topología de una red radial (A), anillo (B), ligeramente mallada (C) y altamente mallada (D)</i> | 29 |
| <i>Imagen 29: P3rdidas de potencia activa en la red antes de la falta. [36]</i> | 29 |
| <i>Imagen 30: Corriente por CB-43 durante una falta en F1. S: CB de estado s3lido, R: CB mecánico. [36]</i> | 29 |
| <i>Imagen 31: M3xima corriente de falta y corrientes individuales de los CB para un interruptor de estado s3lido (S) y uno resonante o mecánico (R). [36]</i> | 30 |
| <i>Imagen 32: Comparaci3n de las redes. 1: el mejor resultado, 4, el peor. [36]</i> | 30 |
| <i>Imagen 33: Falta AC en el punto de conexi3n com3n. [7]</i> | 31 |
| <i>Imagen 34: Fallo de un polo a tierra en un Half-Bridge MMC HVDC [49]</i> | 33 |
| <i>Imagen 35: Esquema visual de la interpretaci3n de la falta visto desde el lado de DC. [39]</i> | 34 |
| <i>Imagen 36: Evoluci3n de la corriente de falta a r3gimen permanente (a) y detalle del transitorio de corriente hasta su extinci3n (b) [11]</i> | 35 |
| <i>Imagen 37: Esquema de 4 nodos con modificaci3n de [35]</i> | 37 |

| | |
|--|----|
| <i>Imagen 38: HB-MMC antes del bloqueo de las válvulas [49]</i> | 38 |
| <i>Imagen 39: Sección diferencial de un cable definido por parámetros distribuidos de capacidad e inductancia. [40]</i> | 38 |
| <i>Imagen 40: Diagrama de Bewley para una onda viajera (e) y su comportamiento a lo largo de una línea de longitud L [40]</i> | 40 |
| <i>Imagen 41: Ondas viajeras propagándose hacia la fuente en un cortocircuito. [41]</i> | 40 |
| <i>Imagen 42: Equivalente DC para MMC VSC sin control [7]</i> | 42 |
| <i>Imagen 43: Corrientes a través del convertidor vistos desde el lado de DC (superior) y AC (inferior) [40]</i> | 44 |
| <i>Imagen 44: Corriente por CB-43 durante una falta en F1. S: CB de estado sólido, R: CB mecánico. [36]</i> | 45 |
| <i>Imagen 45: Esquema típico de un interruptor en corriente continua [35]</i> | 48 |
| <i>Imagen 46: Corrientes por las distintas ramas de un interruptor básico [35]</i> | 49 |
| <i>Imagen 47: Resumen de las diferentes propuestas de HCBs para bajas potencias. [44]</i> | 51 |
| <i>Imagen 48: Corrientes por las ramas de un CB híbrido. [44]</i> | 52 |
| <i>Imagen 49: Interruptor híbrido bidireccional. [10]</i> | 52 |
| <i>Imagen 50: Sistema de protección basado en un FB MMC HVDC sin comunicación. [50]</i> | 56 |
| <i>Imagen 51: Protocolo de actuación tras el bloqueo de todas las estaciones. [50]</i> | 57 |
| <i>Imagen 52: Esquema de una protección diferencial. [52]</i> | 58 |
| <i>Imagen 53: Comunicación entre dos terminales frente a una falta [7]</i> | 58 |
| <i>Imagen 54: Tiempos de demora y retrasos generados por la longitud a la falta [7]</i> | 59 |
| <i>Imagen 55: topología de las comunicaciones de un sistema de protección basado en la medida de variables locales para un sistema de n líneas. [47]</i> | 59 |

Lista de tablas

| | |
|--|-----------|
| <i>Tabla 1: Desglose de las pérdidas en un VSC HVDC [31]</i> | <i>21</i> |
| <i>Tabla 2: Comparación entre las distintas tecnologías HVDC. Resumen. [7].....</i> | <i>23</i> |
| <i>Tabla 3: Comparación de las características de un CB mecánico y un CB de estado sólido. [41].....</i> | <i>50</i> |

Introducción

La necesaria introducción de las energías renovables nos trae ciertos problemas debido a su naturaleza fluctuante y poco previsible. Su aumento tiene que venir acompañado por una mejora en la capacidad del sistema de transporte donde la tecnología que más ventajas promete es el transporte de energía eléctrica en corriente continua a altas tensiones (HVDC). Pero a su vez es la que mayor investigación requiere.

Su desarrollo en forma de red ofrece robustez y máximo control del flujo de potencia. Pero no la seguridad o fiabilidad, en el caso de un fallo o un cortocircuito en el sistema, que ofrece una red en corriente alterna.

Común a todas las variantes de HVDC, es necesario un mayor desarrollo conjunto de la topología HVDC, los convertidores de potencia y los interruptores automáticos. Elementos clave que han sido desarrollados cada uno por separado conforme la tecnología avanzaba.

Para ello, es necesario conocer el estado actual de esta tecnología, conocer su funcionamiento y entender el fenómeno de falta en corriente continua si queremos progresar en el desarrollo de la super-red del futuro.

Aquella que nos permitirá una integración masiva de todo tipo de fuentes de energías renovables y un aumento en la seguridad de suministro y equilibrio del sistema.

El objetivo del presente trabajo es la revisión de la literatura existente más relevante al problema planteado y la comprensión de los factores más importantes en el desarrollo de redes en HVDC y las limitaciones que esta tecnología presenta.

Primera parte

1. Por qué invertir en el transporte.

Entre 1990 y 2014, las emisiones globales de CO2 en el mundo casi se duplicaron. El 42% de las mismas provienen del sector eléctrico. [1]

1.1. Contexto económico y social en el mundo y en Europa

El problema del calentamiento global y la dependencia actual de las fuentes fósiles para nuestro suministro de energía es más que patente hoy en día. Es por ello por lo que, tras la firma del Acuerdo de París en 2007, se han establecido una serie de objetivos a cumplir para los siguientes años.

Siendo para el 2020:

Un 20% de reducción en las emisiones de efecto invernadero

El 20% de la energía que consume Europa debe proceder de fuentes renovables

Y, mejorar en un 20% la eficiencia energética. [2]

Y para el 2030:

- al menos 40% de reducción de las **emisiones de gases de efecto invernadero** (en relación con los niveles de 1990)
- al menos **27%** de cuota de **energías renovables**
- al menos **27%** de mejora de la **eficiencia energética**. [3]

Añadido a esto, los cambios que hemos visto los últimos años entorno al desarrollo de la tecnología de fuentes renovables, no sólo a nivel europeo si no también a nivel mundial, no ha hecho más que crecer. Y no solo eso, si no que se espera un mayor crecimiento en el futuro a corto y largo plazo de la potencia global instalada de estas fuentes de energía renovables.

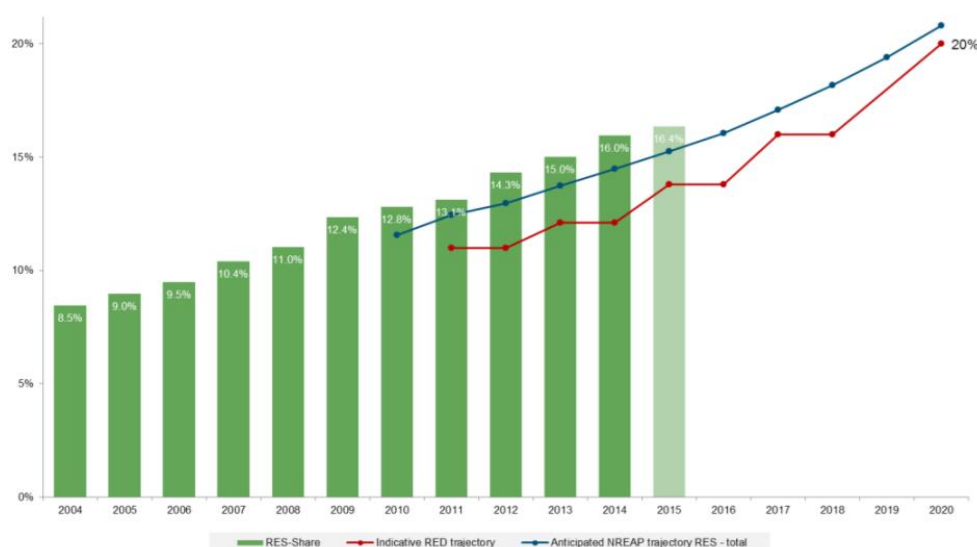


Imagen 1: Renewable energy shares in the European Union vs. Renewable Energy Directive. EC, 2017 [6]

Si tomamos por ejemplo los datos de evolución de la potencia instalada de aerogeneradores de todo el mundo en el último año; vemos que la tendencia es a instalar mayores potencias cada vez más. Habiendo crecido la potencia instalada en el año 2015-2016 sólo para los aerogeneradores un 11%. [4] Y esperando usar el 100% de energía renovable en Europa para el 2050. [5]

Por otro lado, si además tomamos como referente los planes de acción para las energías renovables de la Unión Europea, estos incluyen para 2020 un 10% de capacidad de intercambio de energía eléctrica a nivel de toda la comunidad europea. [6]

Es decir, ante los evidentes cambios que hemos provocado en nuestro entorno, fuertes corrientes tanto políticas como de innovación tecnológica están respondiendo con mayores inversiones y mayor demanda de sistemas más eficientes y ecológicos. Para alcanzar un estado de desarrollo sostenible en el que nuestras acciones de hoy no comprometan el futuro no sólo deberíamos crear tecnología apropiada para el futuro, también deberíamos crear conciencia de la consecuencia de nuestras acciones.

1.2. Más consumo y más energías renovables

El panorama con el que nos encontramos es con un inevitable crecimiento de la población global y una mayor demanda de energía. Lo cual supone un problema tanto a nivel de suministro como a nivel de infraestructura necesaria.

La continua y creciente demanda de energía eléctrica y la posibilidad de acceder a energía renovable de forma económica de zonas muy remotas como energía marítima o energía eólica offshore requiere un sistema eléctrico de transmisión controlable, estable y capaz de sobrepasar largas distancias con las mínimas pérdidas. [7]

Con respecto al problema del suministro y mayor demanda de energías renovables. Las principales formas de tecnologías que tenemos son: la solar, geotérmica, hidroeléctrica, mareas, olas, biomasa, y energía eólica [8]. De las cuales, la geotérmica y las energías relacionadas con el mar dependen altamente de la localización del recurso. Mientras que, para otras como la solar o la eólica, son mucho más eficientes y rentables si son colocadas en el lugar adecuado con la orientación adecuada.

El mayor problema que encontramos ahora mismo en la integración masiva de energías renovables es el equilibrio entre producción y demanda de estas fuentes; pues éstas dependen de factores tan diversos como el clima, la temperatura, la carga que en ese momento esté conectada, la tensión en el nudo al que se conecte. etc.

Lo que nos conduce rápidamente a la pregunta de: si la producción de energía eléctrica mediante tecnologías renovables es tan dependiente de la localización del recurso y de su

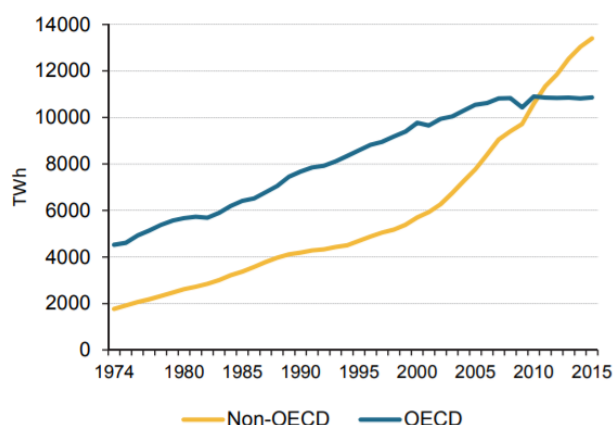


Imagen 2: Crecimiento total de la producción de energía eléctrica hasta el año 2015: IEA, 2017. [43]

entorno, ¿cómo es posible construir sistemas que respondan a la demanda de energía por parte del total de la población?

La naturaleza fluctuante e impredecible a largo plazo de los recursos nos lleva a la necesidad de disponer de un sistema de transmisión de energía robusto que compense estos desequilibrios locales. La forma más óptima que conocemos es la compensación de energía a gran escala, es decir, mediante el equilibrio y la negociación de energía a nivel geográfico europeo.

Es importante destacar que el desarrollo de las tecnologías depende fuertemente de la política tomada y de las inversiones que se haga sobre esa fuente. Sin embargo, independientemente de la tecnología elegida, es necesario una mayor capacidad de intercambio entre las distintas regiones del plano para que unas tecnologías puedan ser compensadas por otras cuando se precise.

De esta manera, cuando el viento deje de soplar en el norte de Europa, o el sol en el sur se apague, puedan entrar en juego las grandes reservas de energía hidráulica almacenadas, por ejemplo, en Escandinavia o los Alpes.

1.3. Un desarrollo sostenible

Algo que no debemos perder de vista es un desarrollo sostenible. Donde dos de los factores para conseguirlo son asegurar la equidad en el acceso a la energía y la seguridad de suministro de esta. Es decir, no debemos perder de vista un necesario desarrollo político a la vez que técnico.

La unión hace la fuerza, si la unión no es a la fuerza. - El Chojín. -

Es por ello por lo que aspectos tan básicos para el desarrollo como los que mencionamos deben considerarse, aunque el presente trabajo se centre más en aspectos técnicos.

La sostenibilidad energética pasa por asegurar estos puntos:

- **Disponibilidad de recursos** energéticos en cantidad suficiente y a **precios** competitivos.
- **Equidad en el acceso** a la energía
- **Impacto medioambiental** regenerable con riesgos razonables.
- **Seguridad de suministro.** [9]

¿Por qué las energías renovables son decisivas para la sostenibilidad? *Porque:*

- Las fuentes están **distribuidas** por todo el mundo: contribuyen a la autonomía y seguridad de suministro en todos los países.
- Las tecnologías son relativamente **simples**, lo que permite a muchos países introducirlas en sus sistemas energéticos.
- Los **recursos son inagotables** y gratuitos. No se ven afectados por las incertidumbres de la escasez o de las condiciones geopolíticas.
- Su **carácter modular** permite usos descentralizados y encaja muy bien con un modelo orientado a la demanda.
- **No producen CO2** [9]

1.4. Por qué es necesario un mayor desarrollo

No obstante, la actual red de transporte en muy alta tensión en Europa y en el resto del mundo no han sido planeadas para la necesaria integración de las fuentes de energía renovables. Tanto los molinos offshore -windfarms- en el norte de Europa, como las plantas solares en el norte de África -img. 6- están muy lejos de la mayoría de los consumidores. Además, la naturaleza fluctuante de estas fuentes debe ser compensada por un intercambio de energía **controlado** a través de largas distancias. [10]

Cuando hablamos de transporte surgen dos problemas importantes:

- El equilibrar las tensiones de los nodos del sistema (1 ± 0.05 p.u.) y
- Mantener la frecuencia de consigna de la red ($50 \text{ Hz} \pm 0.5 \text{ Hz}$).

Es decir, ajustar la producción a la demanda y ajustar el flujo de la potencia para que este no produzca pérdidas excesivas ni un colapso de tensiones

Lo cual deja en mala posición a la integración de forma masiva de las energías renovables, pues estas fuentes suelen ser de carácter local y su suministro requiere de largas distancias. Sólo podríamos hacer uso de la energía renovable allí donde estuviera su fuente.

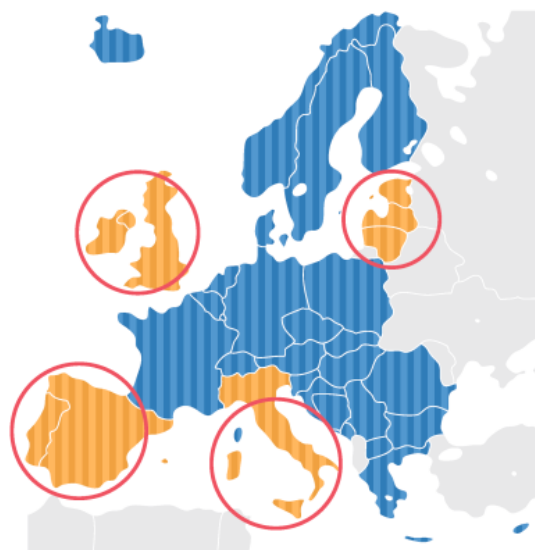
Un mayor número de fuentes implica también una mayor dificultad para controlar el flujo de potencia, además de que se espera un mayor intercambio entre las naciones de energía renovable. Añadido a esto, muchas de las líneas que actualmente están en la red fueron construidas en los 60-80 y van a terminar en el final de sus vidas. [11] [12]

Una buena inversión solucionaría todos estos problemas a la par que eliminaría las congestiones del sistema; lo cual igualaría los precios de los distintos mercados, disminuiría el precio de la energía y mejoraría el Beneficio Social Neto [13]. Puntos indispensables para un desarrollo equitativo.

Según el último reporte de la “European Network of Transmission System Operators for Electricity” (ENTSO-E): [14]

- Al menos 100 grandes inversiones son necesarias. Donde cerca de 100 puntos del sistema europeo son cuellos de botella o deben ser desarrollados en el futuro.
- El área más crítica es la mejora de la integración del mercado y eliminar las llamadas islas eléctricas.

En la imagen de la izquierda podemos ver las actuales islas energéticas que hay en Europa. La existencia de congestiones entre estos sectores ha llevado a la creación de distintos mercados de energía, donde distintos precios son negociados a distintos niveles.



La eliminación de las congestiones en el sistema conduciría a un menor y común precio de la electricidad para todos [13].

Imagen 3: Islas eléctricas en Europa. ENTSO-E, 2014. [14]

1.5. Perspectivas y opciones

Incluso cuando las razones para la ampliación de la capacidad del sistema de transporte parecen tan claras como los que podemos encontrar en los distintos planes de ampliación y mejora del sistema eléctrico [12] [15]; en la práctica estas inversiones no se llegan a llevar a cabo, ya sea por razones políticas, legales, económicas sociales o medioambientales.



Imagen 4: Posibles escenarios estudiados por TYNDP. ENTSO-E, 2014 [14]

Sin embargo, los gobiernos ya empiezan a tomar acción [16] y es inevitable una inversión a corto plazo en estos sistemas [15]. Así se plantean las siguientes prioridades de conexiones eléctricas:

North Seas offshore grid, North-south electricity interconnections in western Europe, North-south electricity interconnections in central eastern and south-eastern Europe y Baltic Energy Market Interconnection Plan in electricity. [17]

Es por ello por lo que, si hacemos una revisión de las actuales tecnologías disponibles para invertir, nos encontramos con la opción de invertir en: nuevas líneas aéreas AC, actualizar o aumentar la potencia de las actuales - mediante un aumento de las tensiones o una mayor potencia por las mismas líneas-, añadir conexiones subsuelo o aumentar **la flexibilidad del sistema a través del control del flujo de potencia.** [[11] pág. 15-16].

De entre las cuales, la que más ventajas promete para ser el sistema de transporte del futuro es la tecnología de alto voltaje en corriente continua. High Voltage Direct Current o **HVDC.**

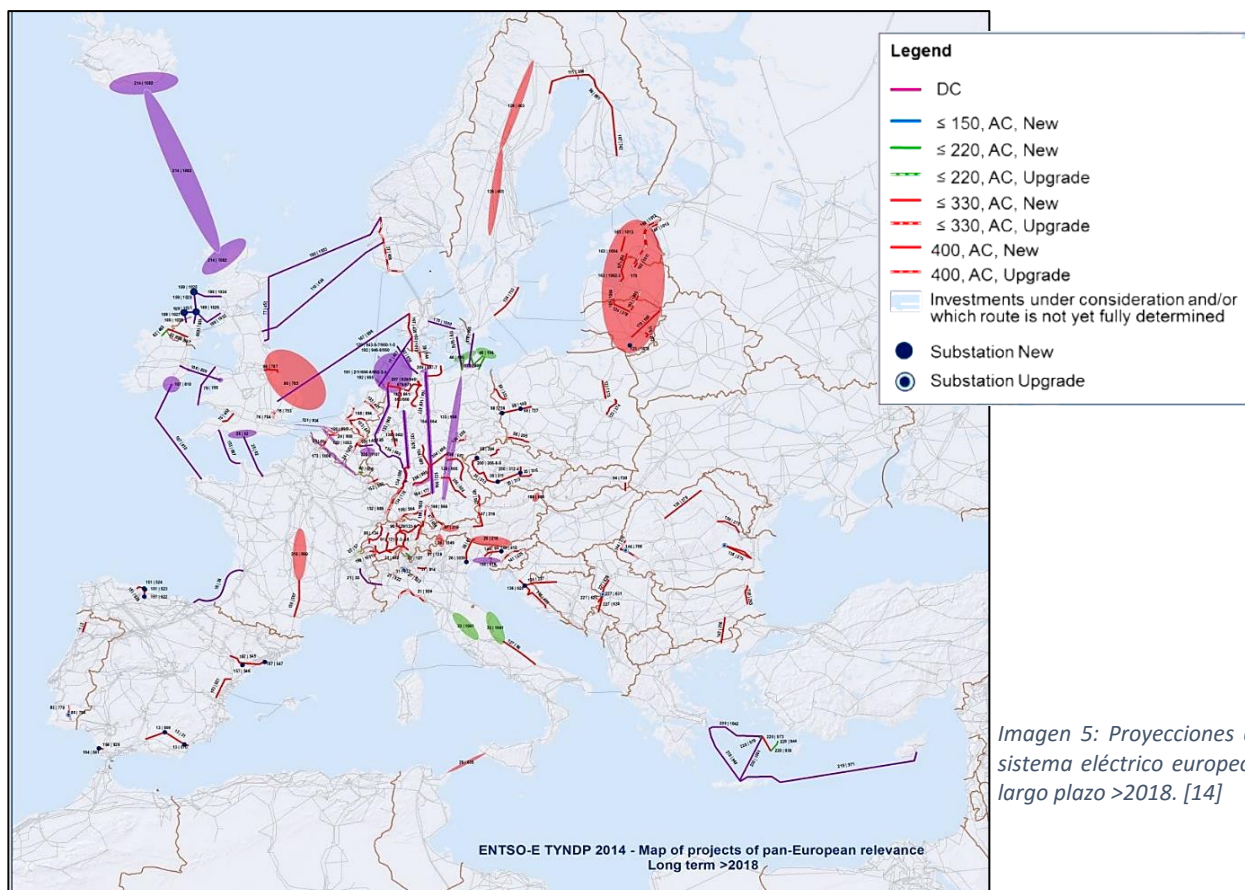


Imagen 5: Proyecciones del sistema eléctrico europeo a largo plazo >2018. [14]

1.6. ¿Por qué no AC? [11]

La tecnología AC puede suponer una buena perspectiva de inversión para ampliar la red desde un punto de vista técnico. Es una tecnología conocida, madura y robusta. Además, cuando se emplea muy alta tensión – UHV, 1000kV AC o más- es capaz de transmitir grandes potencias a través de largas distancias.

Cuando llega la hora de decidir entre una tecnología HVAC u otra HVDC varios aspectos deben ser tenidos en cuenta; entre ellos técnicos, económicos, políticos y medioambientales.

Construir nuevas líneas a menudo es un más un problema por razones no técnicas, como limitaciones políticas o medioambientales que por razones técnicas o tecnológicas. De este modo, líneas subterráneas con el uso de cables son más fáciles de construir por condiciones legales frente a líneas AC. Lo cual supone un menor impacto medio ambiental.

Algunos de los motivos por los que no es vista como una tecnología capaz de convertirse en la super-red del futuro los podemos encontrar en [11] (pág. 19). Si las resumimos tenemos:

- Menores pérdidas en líneas de DC (no existe efecto pelicular, ni efectos de proximidad)
- Soluciones de cables en AC para altas tensiones no están disponibles todavía
- Largos cables para AC a muy altas tensiones son difíciles de construir y caros. Además, que su longitud limita la máxima corriente transferible.
- Las conexiones fuera del continente son virtualmente inaccesibles con cables AC.
- HVDC ofrece inherentemente un control activo del flujo de potencia. Haciéndolo más flexible en uso y más fácil de limitar las sobrecargas en el sistema.

Una línea HVDC de 2.000 km a 800 kV tiene unas pérdidas de alrededor del 5% que se disipan en calor, mientras que la línea equivalente en CA perdería el doble, un 10%.

El transporte de electricidad en corriente continua (CC) a larga distancia también ocupa menos espacio: un enlace de CC de 2.000 km con una potencia de 6.000 megavatios (MW), necesita una sola línea, mientras que para el transporte equivalente en CA se requerirían tres líneas. [18]

En aquellos lugares donde hay suficiente espacio para construir torres eléctricas HVDC overhead y HVAC pueden ser soluciones más baratas. Pero en países con políticas anti-torres de alta tensión como Dinamarca, o conexiones a través del mar es necesario el uso de cables y cables AC no están disponibles todavía para largas distancias y potencias.

Otro buen argumento a favor para la tecnología HVDC es que no aumenta la potencia de cortocircuito del nudo gracias a su capacidad de limitar la corriente ante falta. Por lo que no será necesario cambiar la aparamenta de las subestaciones asociadas.

Con respecto a los aspectos económicos, en general, los sistemas HVDC tienen costes directos por la aplicación de la tecnología más caros, pero estos costes son compensados por el menor costo en las líneas de transmisión y menores pérdidas de energía.

El uso combinado de sistemas AC y DC en el futuro corto-medio es una visión bastante realista. Actuando la red o conexiones en HVDC como apoyo de la red de transporte actual. [19]

1.7. Supergrids: el futuro.

La idea de una red HVDC como una super-red para el sistema de transporte es una idea cada vez más realista que se está desarrollando por todo el mundo.

Definición: Una Supergrid (Super-red) puede ser definida como un sistema de transmisión de energía que permite la integración masiva de fuentes de energía renovables. Conecta las diferentes fuentes de energía remotas existentes en la red mientras ofrece un control adicional en el flujo. Ofrece un equilibrio a través del intercambio geográfico, permite una mayor diversidad en la cartera de energías, y aumenta la seguridad del suministro. [[11]pág. 20].

Podemos encontrar diferentes ideas de redes como los planes para la super-red de Asia o el “Atlantic Wind Interconnection Offshore System” [20] en el este de los Estados Unidos. O algo que es más cercano a nosotros como la idea propuesta por la fundación Desertec [21] -img. 6-.



Imagen 6: Atlas del proyecto Desertec. [21]

La fundación Desertec surge con la idea de aprovechar las distintas fuentes y recursos renovables que hay extendidos a lo largo de todo el terreno de Europa, Oriente y el norte de África para establecer conexiones que equilibren el sistema de generación-demanda mediante el uso de estas fuentes. Proyecto que no se aleja mucho de los planes que tiene Europa para su futura red de transporte como podemos ver en la imagen 5.

Al mismo tiempo, una de las mayores ventajas en el uso de las conexiones y redes HVDC es su capacidad de conectar sistemas con diferentes frecuencias o diferentes filosofías de protección. Lo cual lo convierte en una tecnología ideal para conectar sistemas ya desarrollados como los que podemos encontrar en Sudamérica. Permitiendo el desarrollo conjunto del sistema de potencia del continente.

A large, meshed HVDC-Grid is proposed by several experts as the best and most efficient solution. For meshed DC-Grids, however, new and essential requirements – especially regarding availability and reliability – have to be researched very thoroughly. Fast and reliable handling of DC-faults must be ensured without disturbing the energy flow in the whole grid. [10]

De esta forma, pasaremos a ver en más detalle el funcionamiento de esta tecnología y el fenómeno de falta en DC. Como veremos más adelante, la capacidad de despejar un elemento en falta sin comprometer el resto de elementos pertenecientes a la red, que no estén en falta, es lo que consideramos como el mayor limitante a la hora del desarrollo de redes en HVDC.

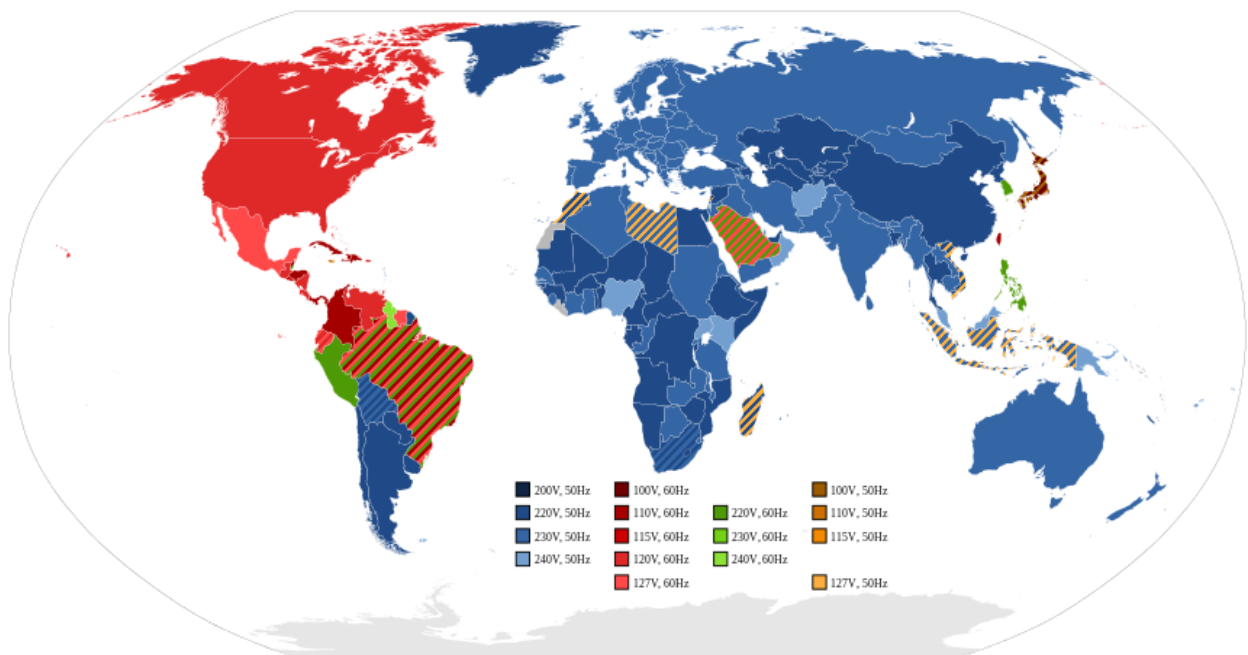


Imagen 7: Tensiones y frecuencias del mundo. [44]

Segunda Parte

2. La tecnología HVDC

La tecnología HVDC se ha elegido porque:

- Supone una ventaja económica de cables y potencia para un sistema AC equivalente.
- Es la más óptima y rentable si de conexiones por cable se trata. *Lo cual es condición necesaria para un desarrollo con menores impactos ecológicos, a la vez de ser más fácil por condicionantes medioambientales no técnicos.*
- Ofrece menores pérdidas para largas distancias
- Tiene un control total del flujo de potencia.
- No tiene los problemas asociados al control de reactiva. *Ni sus pérdidas-limitaciones.*

Sin embargo, no puede progresar por la falta de seguridad y fiabilidad que presentan actualmente los sistemas HVDC. *Gran hándicap común a toda la configuración en redes HVDC.*

Hay que hacer un desarrollo conjunto de la topología, los convertidores y los CBs. Hasta ahora sólo se ha progresado en un desarrollo de los elementos por separado, ofreciendo soluciones específicas para casos concretos.

Hay que establecer un sistema común una normativa y unas especificaciones de desarrollo. Estándares y regulación. [22]

Donde, a nivel técnico, los interruptores automáticos de corriente continua son los elementos menos desarrollados.

Lo cual implica fenómenos físicos en órdenes de tiempo muy pequeños.

Es por ello por lo que debemos entender primero qué es esta tecnología, cómo funciona, qué limitaciones actuales presenta, etc. Partiendo de esto, cómo empezamos a construir redes, qué requerimientos a nivel técnico son necesarios y, finalmente, conocer qué pasa ante un fallo.

2.1. ¿Qué es HVDC?

La tecnología High Voltage Direct Current o HVDC es un sistema de transmisión de energía eléctrica en corriente continua en alta tensión.

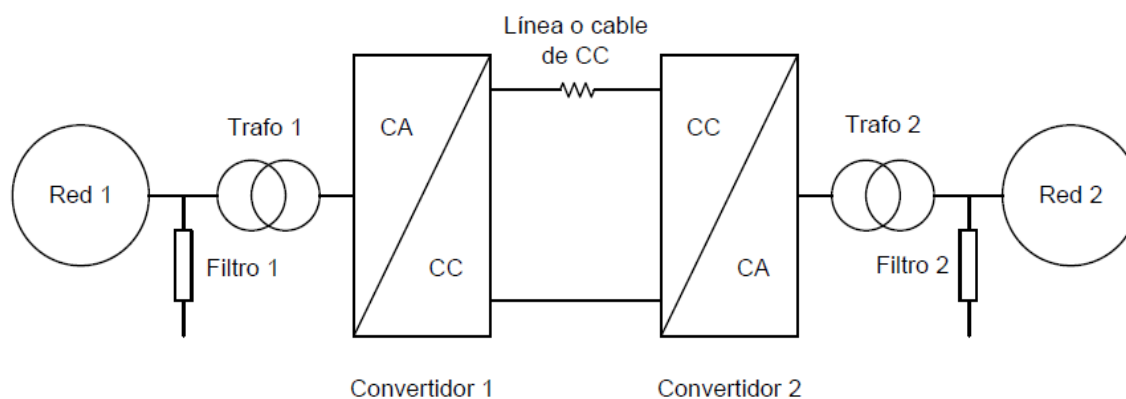


Imagen 8: Esquema de básico de una conexión en corriente continua

Desde 1950-1954 es conocida y aplicada la tecnología Current-Source-Converter o CSC que se basa en el uso de tiristores para controlar la corriente. Sin embargo, desde 1990 con el avance de la tecnología de los semiconductores y la electrónica de potencia se ha producido una nueva revolución en esta forma de transmisión de energía, al hacer uso de interruptores autoconmutados (IGBTs); siendo su primera aplicación con la tecnología Voltage-Source-Converter o VSC en el año 2000.

Un esquema básico de una conexión en corriente continua lo podemos encontrar en la imagen 8. El sistema de transmisión en HVDC parte de un nudo o un punto de conexión en corriente alterna (AC) para, mediante convertidores de potencia y aparataje específica, transformar las formas de onda de tensión y corriente a una señal continua (DC), para transportar de esta forma la energía y más tarde devolver esta energía en AC hasta llegar al consumidor final.

Las aplicaciones del HVDC actualmente incluyen conexiones submarinas, líneas aéreas de largas distancias, interconexiones con dos sistemas AC de diferentes frecuencias o sistemas asíncronos y, finalmente, un medio controlable de transmisión de energía entre dos redes AC para su comercialización o negocio. Aplicaciones inherentes a la forma en la que los convertidores de esta tecnología funcionan.

Por otro lado, todo el sistema y la aparataje asociada se ha desarrollado entorno a la forma en la que el convertidor funciona. Coexistiendo actualmente las dos tecnologías que hemos mencionado –CSC y VSC–.

La aparataje de corte de corriente es sensiblemente dependiente de la tecnología elegida y el método de control del conversor empleado, por eso es necesario conocer las diferentes tecnologías de convertidores HVDC que existen y con los que podríamos formar redes en HVDC.

2.2. Line commutated converter o LCC

Este método de conversión utiliza tiristores auto-conmutados por la red. Ha sido empleada desde los años 50 y actualmente es una tecnología conocida y robusta.

Su primera aplicación fue entre Moscú, Rusia y Kasira, Suecia en 1950 con un total de 116km y una tensión de 200kV. Más tarde, en 1954 se lanzó la primera aplicación comercial por parte de ABB, uniendo la isla de Gotland con Suecia. Una conexión de 98km submarinos a 100kV y hasta 20 MW de potencia [22].

Su funcionamiento básico consiste en conmutar de forma controlada los tiristores cuando estos se encuentran polarizados con tensión directa. Dejando de conducir cuando la corriente llega a cero. Podemos ver la topología de este convertidor en la imagen 10, donde las topologías entre un rectificador (AC-DC) o un inversor (DC-AC) son las mismas; lo único que cambia entre uno u otro es el sentido de la corriente. Pudiendo pasar a funcionar una unidad tanto como rectificadora o como inversora según la demanda del sistema lo requiera.



Imagen 9: Tiristores bidireccionales controlados. ABB. [45]

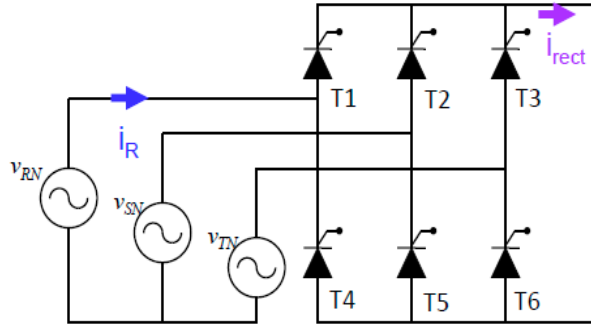


Imagen 10: Esquema del funcionamiento de un rectificador conmutado por red [27]

El método de control de potencia utiliza el retardo de disparo de los tiristores para cambiar la forma de onda de las tensiones. No obstante, a medida que aumenta el ángulo de disparo aumenta el consumo de reactiva empeorando el factor de potencia. Como podemos ver en la imagen 11, la calidad de la señal a la salida del rectificador contiene un alto nivel de armónicos que si no son controlados mediante filtros pueden producir pérdidas excesivas o daño a los equipos.

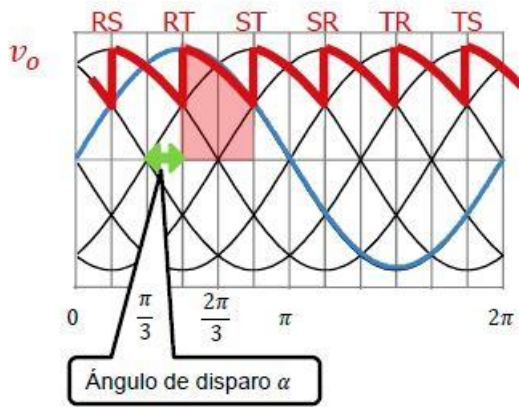


Imagen 11: Forma de onda de la tensión (rojo) a la salida de un rectificador de 6 pulsos conectado a una carga resistiva [27]

En la imagen de la izquierda podemos ver la forma de onda a la salida de un rectificador de 6 pulsos como el mostrado en el esquema. Si la carga a la que estuviera conectado fuera resistiva -que es como se modela un cable en HVDC- el factor de rizado que tendría sería muy elevado. Para mejorar la calidad de la onda en esta tecnología es necesario colocar filtros tanto en el lado de DC como en el lado de AC. Cosa que incrementa los costes a medida que aumenta el nivel de potencia, pues mayor aislamiento es requerido.

La tensión entregada se puede modelar en función del ángulo de disparo como:

$$\bar{V}_0 = \frac{1}{\pi/3} \int_{\pi/3+\alpha}^{\frac{2\pi}{3}+\alpha} v_{g \text{ línea}}(\vartheta) d\vartheta = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} \sqrt{3} V_g \cos(\alpha) \quad (2.1)$$

Donde, a medida que aumenta el ángulo disminuye la potencia pues no es posible controlar el flujo de corriente de forma separada.

Para mejorar el factor de rizado, la reducción de armónicos y la respuesta del sistema se utiliza normalmente un sistema de 12 pulsos, como el mostrado en la figura 12:

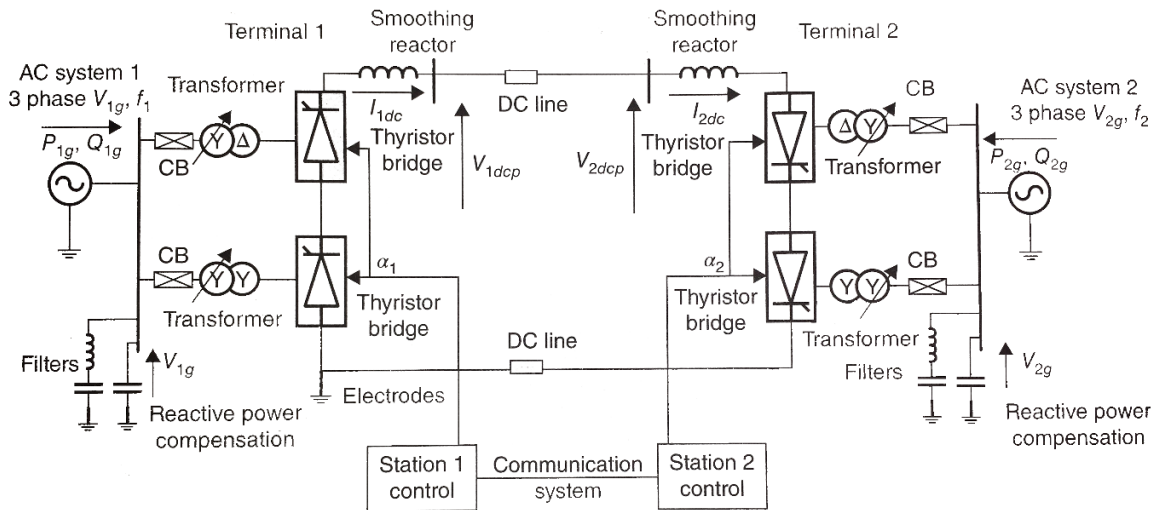


Imagen 12: Esquema típico de una topología LCC HVDC (Monopolo 12 pulsos con retorno metálico) [7]

2.2.1. Componentes

La topología típica de un LCC HVDC la podemos observar en la imagen anterior, donde podemos destacar cinco importantes elementos [7] [11].

- **Los convertidores.** Rectificadores e inversores. Típicamente incluyen uno o más puentes de tiristores de 6 pulsos. En cada puente se encuentran 6 válvulas de tiristores, que a su vez contienen cientos de tiristores individuales. Para sistemas más grandes, pueden conectarse formando series de 12 o 24 pulsos.
- **Transformadores de potencia para los convertidores.** Son transformadores especiales más caros que un transformador normal. Éstos están diseñados para operar con altos armónicos en la corriente y para soportar el estrés provocado por las tensiones en AC y DC.
- **Compensadores de potencia reactiva.** Este tipo de convertidores requiere normalmente un 60% de potencia reactiva. Una gran parte de esta potencia es entregada por los bancos de filtros y el resto, por los bancos de condensadores instalados en los extremos de cada enlace. La demanda de reactiva cambia con el nivel de la potencia que entrega el enlace, por lo que estos condensadores tienen conmutadores que les permite cambiar su impedancia aparente.
- **Filtros.** Un terminal de 12 pulsos LCC normalmente requiere de entre 11 y 25 filtros en el lado de AC. Un filtro de paso bajo frecuentemente es incluido. Además, con líneas aéreas también se suele usar filtros en el lado de DC.
- **Sistemas de control y comunicaciones.** Una línea dedicada de comunicación en cada terminal es necesaria, pero la velocidad de esta no es crítica. Un enlace HVDC puede operar incluso si la comunicación cae.

2.2.2. Pérdidas en el sistema LCC

Las pérdidas en los sistemas HVDC incluyen pérdidas en la estación convertora y en los cables/líneas DC. El total de pérdidas de una estación LCC HVDC dependerá de su tamaño y potencia. Prácticamente se encuentra entre un 0.5-1% del total de potencia transferida. Donde el 56% de estos pertenecen a los servicios auxiliares y el 25% a pérdidas por conmutación de las válvulas de tiristores. [7]

2.2.3. Ultra-High Voltage HVDC.

Una de las grandes ventajas que presentan los tiristores usados para estas soluciones es su nivel de transmisión de potencia. Donde su uso ha llevado al desarrollo de enlaces en corriente continua de 6400MW a $\pm 800\text{kV}$ entre Xiangjiaba-Shanghai en 2010 [23]. Mientras que los niveles normales de aplicación oscilan entre los 500-520kV DC.

Mayores tensiones están en estudio – 1100 kV DC- donde los mayores esfuerzos de desarrollo se encuentran en mejorar los niveles de aislamiento y el desarrollo de centros de pruebas para UHV HVDC.

2.3. Voltage Source Converters o VSC

Los sistemas Voltage-Source-Converter están basados en interruptores autoconmutados, típicamente transistores IGBTs (Insulated-gate bipolar transistor). El uso de estos dispositivos permite aplicaciones a altas frecuencias –sobre 1 kHz, como la modulación de señal de onda mediante PWM- lo cual otorga muchas ventajas sobre los sistemas LCC HVDC.

Gracias a métodos de conversión mediante PWM o mediante conmutación en cascada el VSC puede generar una onda AC de tensión completamente controlada, lo que permite un preciso control de la potencia activa y reactiva, en ambos sentidos del flujo de potencia.

La tensión aparece como una frecuencia fundamental con armónicos a la frecuencia de conmutación y sus múltiplos. Altas frecuencias de conmutación implican armónicos a altas frecuencias, por lo que las necesidades de filtrado pueden reducirse bastante o incluso suprimirse. A su vez, posibilita el uso de transformadores de potencia comerciales pues estos no requieren ser contruidos para soportar determinados armónicos.



Imagen 13: Módulos IGBTs y diodos. ABB. [47]

En la práctica siempre se utiliza un nivel de filtrado, pero gracias a otros métodos de control - probados y en desarrollo- se ha comprobado que se puede llegar a eliminar determinados armónicos de la corriente a la salida. Entre ellos el 3º armónico puede ser reducido sólo mediante la respuesta del control dinámico. Más información sobre la reducción de los armónicos puede ser encontrada en [24].

Su primera aplicación fue una línea de 3MW @ $\pm 10\text{kV}$ en Suecia en 1997. [25] y hasta ahora ha alcanzado potencias de 916MW en un solo circuito. El conocido como sistema DolWin2 en el mar del Norte utiliza una tensión de $\pm 320\text{kV}$ y es capaz de transmitir hasta una potencia de 916MW. [26]

Gracias a la alta frecuencia de conmutación su control es muy rápido y con una regulación adecuada **puede responder como una fuente de corriente.**

Su funcionamiento básico tanto como rectificador o inversor lo podemos ver en el siguiente esquema. Podemos ver la misma topología por línea que en LCC donde un conjunto de IGBTs como el mostrado en la imagen 14 son agrupados en serie y disparados a la vez en forma de módulos.

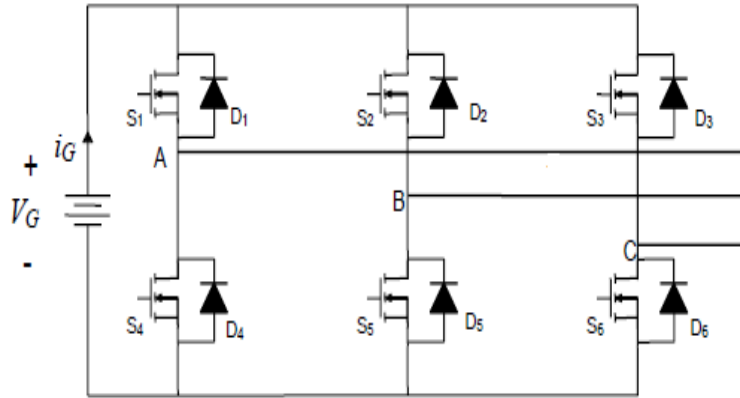


Imagen 14: Esquema básico de un inversor de corriente mediante el uso de IGBTs [27]

Los IGBTs tienen la capacidad de cortar la corriente por lo que pueden dejar de conducir en cualquier momento del ciclo. Es por ello que son necesarias dos señales para estos módulos. Uno de conducción y otro de corte de corriente. En la imagen podemos ver las ondas de modulación y respuesta del sistema a la salida del inversor mostrado en el esquema anterior.

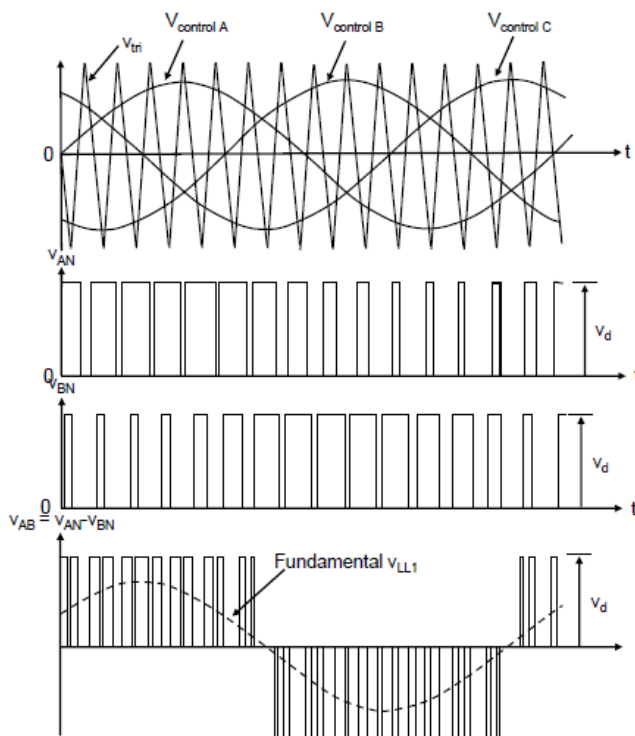


Imagen 15: Modulación y control mediante PWM para las fases A y B mostrados en el esquema VSC HVDC [27]

El método de control mostrado en la figura de la izquierda es conocido como modulación PWM, donde cada una de las fases de la red AC tiene su propia onda de referencia de disparo.

Para controlar la potencia entregada (a frecuencia constante) se aumenta la amplitud de la señal de referencia, lo que provoca un aumento del tiempo de conducción en cada fase.

Sin embargo, controles más sofisticados como un control vectorial o la conmutación en cascada son usados para desacoplar y controlar por separado las componentes de potencia activa y reactiva. [48]

múltiplos de esta frecuencia. Como hemos dicho, el nivel de armónicos puede ser controlado mediante el control aplicado al convertidor y mediante el uso de filtros en el lado de AC de menor tamaño que los empleados en un LCC. Por otro lado, el transformador principal de potencia que sirve de enlace a la red de AC es conectado en triángulo para que éstos no afecten a la red.

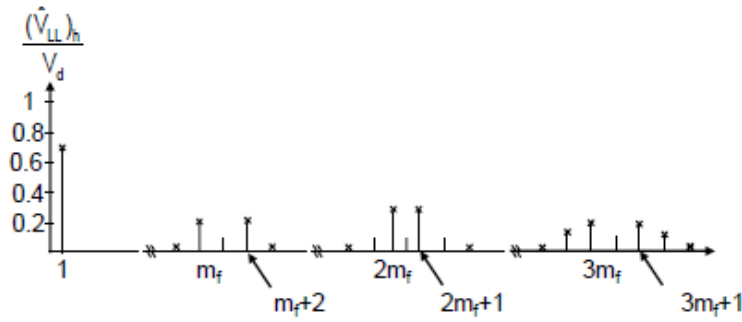


Imagen 16: Respuesta en frecuencia de un rectificador VSC con modulación PWM [27]

Si se utiliza un control en DQ como control de corriente, sistema HVDC puede ser modelado como: [7]

$$P_g = \frac{3}{4} V_{dg} I_{dg} \quad (2.2)$$

$$Q_g = -\frac{3}{4} V_{dg} I_{gq} \quad (2.3)$$

Donde la tensión de la línea V_{gd} se mantiene a consigna constante y donde podemos controlar la potencia activa mediante el control I_{gd} y la reactiva mediante el control de I_{gq} .

2.3.1. Topologías del convertidor VSC HVDC [7] [11]

Existen hasta la fecha 3 tipos distintos de topologías VSC, siendo una de ellas predominante en el desarrollo y la investigación de mejoras y optimizaciones del sistema.

Las formas en las que podemos implementar la tecnología de los IGBTs es en: dos niveles, tres niveles o en módulos formando múltiples niveles.

2.3.1.1. Two-level VSC

Un sistema two-level VSC utiliza una alta frecuencia de conmutación - alrededor de 1.5 kHz- para generar ondas de tensión sinusoidales con menores pérdidas que un sistema equivalente LCC. El tamaño de la planta de esta configuración es alrededor de un 50% más pequeña, su construcción es relativamente simple usando el menor número de transistores.

Sin embargo, una alta frecuencia de conmutación por dispositivo conduce también a altas pérdidas en éstos y provoca también un alto nivel de armónicos que deben ser compensados en el lado de AC. Aunque el nivel de filtros necesarios es mucho menor que para un LCC.

Su método de control y funcionamiento es el descrito anteriormente – img.15 y 16-. Por otro lado, posee un alto gradiente dv/dt por la gran diferencia de tensión que existe entre cada interruptor y la relativa alta frecuencia de conmutación; lo cual impone altos requerimientos de aislamiento en la construcción de los transformadores y genera una alta interferencia electromagnética.

Una de las mayores limitaciones en el desarrollo de esta tecnología es una baja capacidad de detección de faltas y mucho más sin interruptores de corriente confiables y probados.

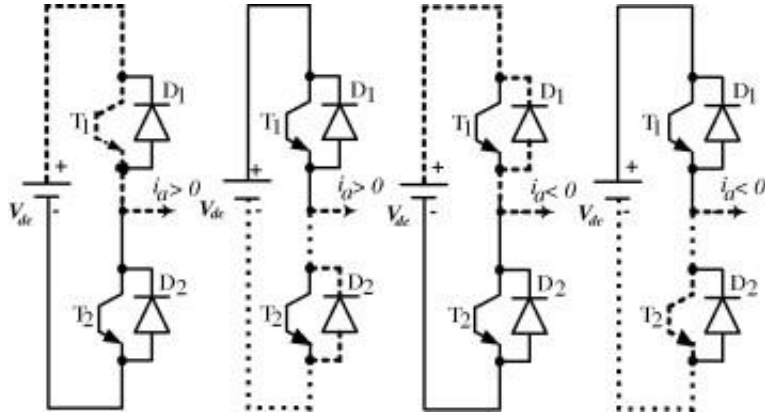


Imagen 17: Dirección de la corriente en un terminal two-level VSC en una de las fases. [28]

2.3.1.2. Three-Level VSC

La topología de convertidores de tres niveles o también conocida como Neutral Point Clamped (NPC) compone la segunda generación de estos sistemas.

En esta configuración se buscó reducir el número de conmutaciones efectivas por dispositivo y, por tanto, reducir sus pérdidas de conmutación. Reducir el gradiente dv/dt dando paso al uso de transformadores con un bajo requerimiento de aislamiento.

Sin embargo, su progreso se detuvo por la incapacidad del sistema de responder a las exigencias que los códigos de red especifican en régimen transitorio ante falta. Este sistema no es capaz de seguir proporcionando reactiva a la red si existe un desequilibrio en una de las fases de AC o ante un fallo monofásico o bifásico a tierra.

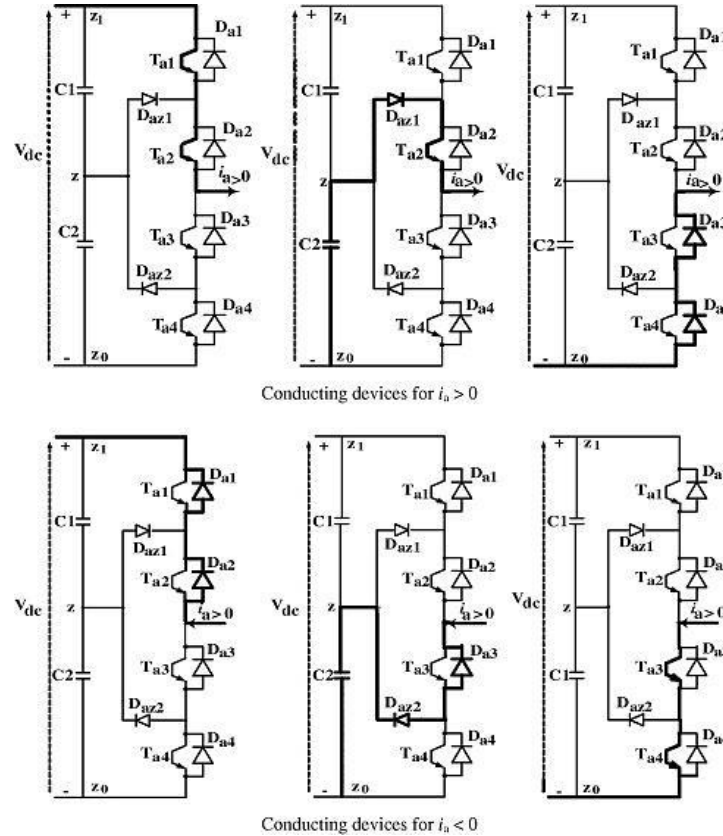


Imagen 18: Esquema de una configuración Three-Level VSC y su flujo de corriente para una de las fases. [28]

2.3.1.3. Multi-level Converter

Por otro lado, la idea de dos o más niveles llevó a la siguiente generación de convertidores, los llamados convertidores modulares multinivel (MMC).

Para esta configuración los requerimientos de los filtros se reducen bastante, pues la onda de tensión obtenida es de muy buena calidad.

Utiliza el doble de interruptores que una estación VSC, lo cual incrementa su precio. Pero estos pueden ser de menor capacidad ya que soportan sólo una fracción del total de la carga. Cada módulo por brazo es disparado a la vez, con lo que la carga que recibe en cada instante es de sólo 1-2kV. Más submódulos (SM) de menor voltaje conducen a una mejor respuesta dv/dt en cada disparo. Reduce el estrés en el aislamiento requerido y también produce menores pérdidas por conmutación y menor número de armónicos.

A medida que el número de submódulos crece y aumentan los niveles, mejora la calidad de onda y se reducen aún más los armónicos.

La capacidad de respuesta en sistemas no equilibrados es mucho mejor que un sistema two-level, incluso durante faltas simétricas o asimétricas en el lado de AC reduce el riesgo de fallo por un colapso del dispositivo. Su control dinámico hace posible que se cumplan los códigos de red pues puede funcionar a plena potencia incluso con sólo dos fases.

Por otro lado, gracias a que posee pequeños condensadores en cada submódulo el uso de la tecnología MMC reduce los problemas ante un fallo en el lado de DC, ya que estos no se descargan por la falta como ocurre con los LCC. Esto lleva a una mejor recuperación post-falta con menores tiempos de energización de los condensadores.

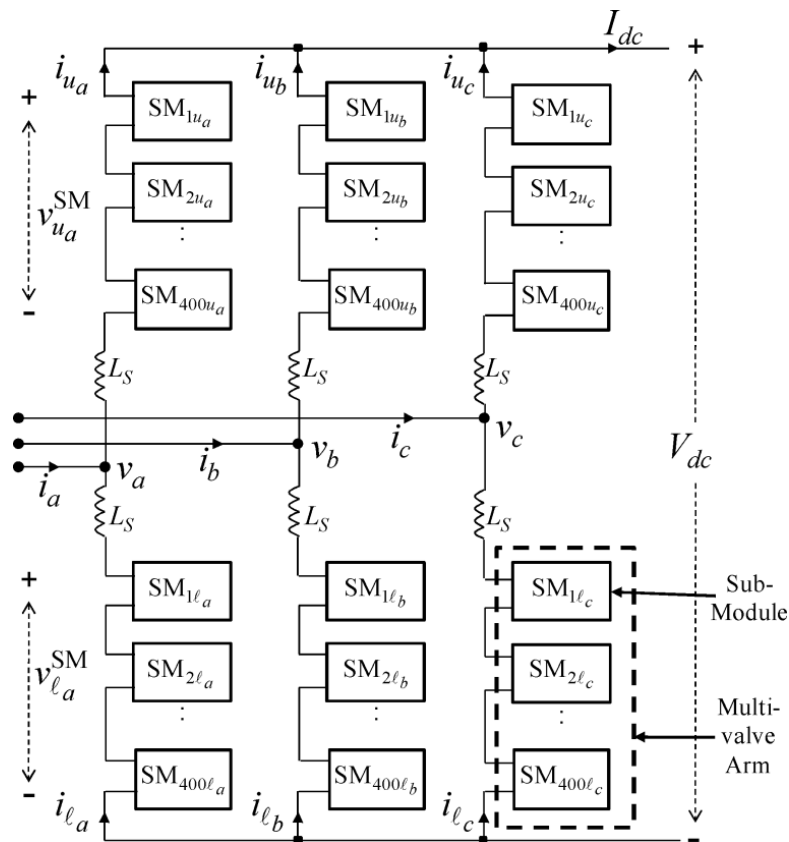


Imagen 19: Esquema general de una configuración Modular-Multi-level Converter VSC HVDC de 401 niveles como el utilizado en la conexión España-Francia [29]

2.3.2. MMC VSC HVDC

El esquema típico de una estación MMC VSC HVDC lo podemos encontrar en la imagen anterior, donde se puede apreciar un sistema de 401 niveles donde cada módulo es disparado a la vez para producir menores incrementos en el gradiente de tensión (dv/dt).

En cada submódulo tendríamos un sistema de interruptores IGBTs conectados en paralelo a un condensador que mejora la respuesta y un tiristor que puede ser disparado en caso de fallo para proteger al dispositivo.

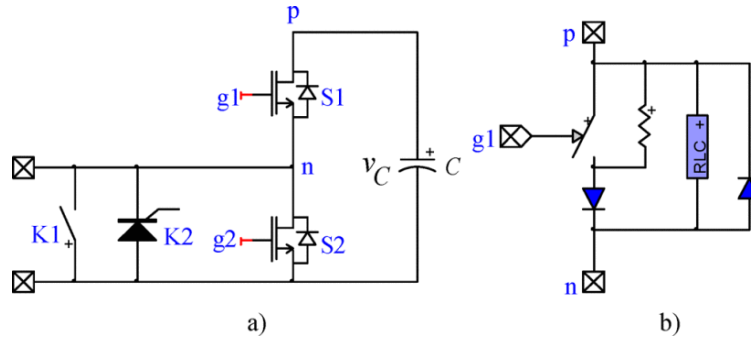


Imagen 20: Detalle de un submódulo MMC (a) y detalle de la válvula IGBT empleada (b) [29]

El funcionamiento de un MMC VSC se basa en conmutar en cascada los módulos de cada uno de los niveles para ir formando la onda de tensión como los que podemos ver en la siguiente imagen. En la figura 21 para un sistema de 5 niveles y la tensión que soportaría cada submódulo y en la figura 22 para un sistema de 21 niveles. En sistemas reales con mayores niveles de conmutación, como podemos ver, se genera una onda de tensión de mayor calidad.

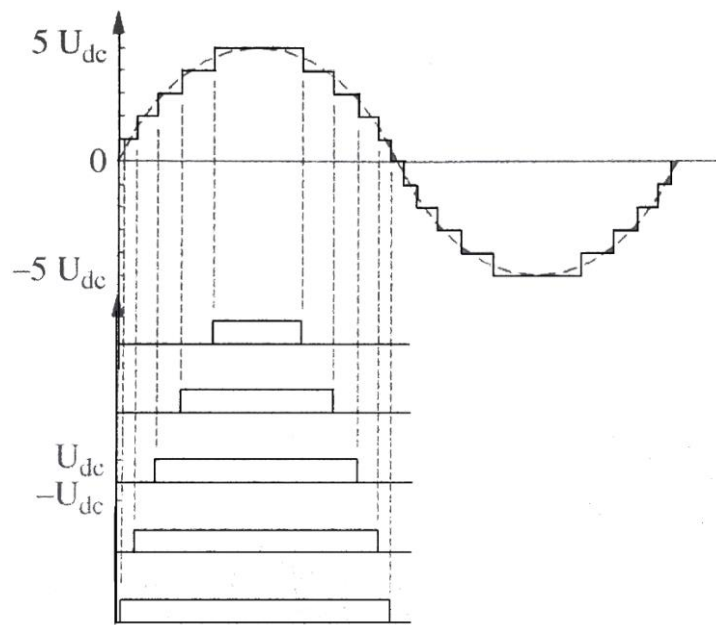


Imagen 21: Sistema de conmutación en cascada empleado por el MMC VSC para 5 niveles. [11]

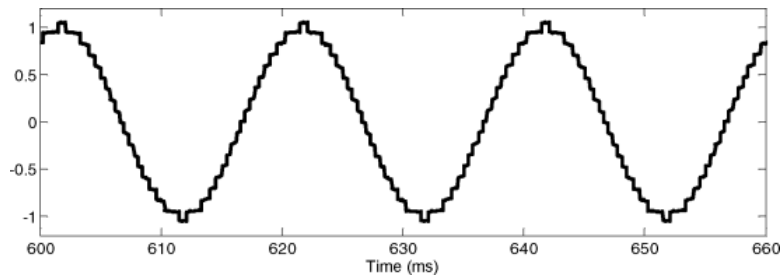


Imagen 22: Respuesta en p.u. de la onda de tensión generada para una configuración de 21 niveles MMC. [29]

Para esta tecnología tenemos además dos formas de construir los módulos: en puente completo (full bridge, FB) o medio puente (half bridge, HB).

La ventaja que supone una configuración en FB es el control de la corriente en ambos sentidos incluso ante fallo en el lado de DC. Sin embargo, requiere el uso del doble de interruptores, de los cuales sólo estarían operando 3/4 de ellos en régimen continuo.

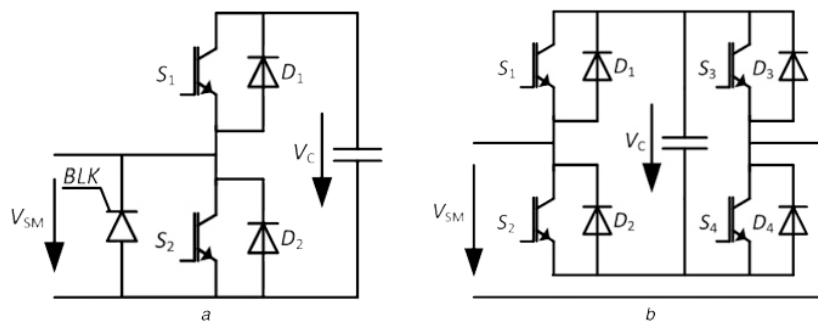


Imagen 23: Topologías Half-Bridge (izquierda) y Full-Bridge (derecha) posibles para los submódulos MMC [30]

2.3.3. Comparación entre topologías VSC-HVDC

Si comparamos las tecnologías Two-level VSC y MMC VSC HVDC nos encontramos con:

La topología Two-Level VSC se basa en la conexión en serie de interruptores IGBTs mediante modulación PWM, conceptualmente su circuito es más simple y el tamaño de la instalación necesaria es menor. Sin embargo, requiere el uso de PWM lo que conduce a mayores pérdidas por conmutación y armónicos en las ondas generadas.

La topología MMC VSC se basa en la conexión en cascada de los módulos, lo que permite una fácil escalabilidad a potencias mayores, menos pérdidas por conmutación y prácticamente la inexistencia de armónicos (sí que tiene, pero estos son muy bajos); por otro lado, requiere de formas de control más sofisticadas.

2.3.4. Componentes VSC

En un VSC HVDC prácticamente podemos encontrar los mismos elementos que en los sistemas LCC HVDC. Con algunas diferencias.

- **AC circuit breaker (AC CB):** En los sistemas VSC son necesarios los CBs pues estos no son capaces de controlar la corriente en caso de falta. Por lo que esta tiene que ser controlada en el lado de AC.
- **Transformador para el conversor VSC.** Los transformadores de potencia empleados para two-level converter VSC HVDC tienen que ser capaces de soportar armónicos del lado de DC, mientras que para un MMC VSC HVDC pueden ser utilizados transformadores de potencia comerciales. Lo cual reduce el precio empleado en estos.

- **Filtros de armónicos AC.** Debido a la regulación, los sistemas con PWM necesitan filtros en el lado de AC, aunque estos son de menor tamaño que para LCC HVDC mientras que para MMC VSC no son necesarios.
- **Condensadores DC.** No son necesarios, pues estos se encuentran distribuidos a lo largo de cada módulo interruptor.
- **Filtros DC.** Son poco utilizados.

2.3.5. Pérdidas.

La tecnología VSC avanza rápido, nuevos conceptos han sido propuestos y demostrados a pequeña escala, donde el objetivo está en reducir las pérdidas por debajo del 1%. Actualmente, las pérdidas en una estación VSC están entorno al 1.6% donde las pérdidas en los IGBTs contribuyan entorno al 70% de estas. [11] [22].

En la siguiente tabla podemos ver la influencia de las pérdidas típicas de cada uno de los elementos de una línea VSC HVDC de una potencia de 600MW a ± 300 kV [31]

| Pérdidas contantes | | Nominal |
|---|------------------------------------|-----------------------------|
| <i>Incluidos filtros. Excluido transformador.</i> | 5 MW | 0.83% |
| <i>Pérdidas del transformador en carga</i> | 1.26 MW | 0.21% |
| <i>Pérdidas del transformador sin carga</i> | 0.36 MW | 0.06% |
| Pérdidas dependientes de la corriente | | |
| <i>Lineales</i> | $3 \times 600V \times I_r$ | 0.30% (rect) 0.28% (inv) |
| <i>Exponencial (rectificador)</i> | $3 \times 0.66\Omega \times I_r^2$ | 0.32% |
| <i>Exponencial (inversor)</i> | $3 \times 1\Omega \times I_r^2$ | 0.43% |
| <i>Pérdidas nominales totales (rect.)</i> | 10.34 MW | 1.72% |
| <i>Pérdidas nominales totales (inv.)</i> | 10.86 MW | 1.81% |

Tabla 1: Desglose de las pérdidas en un VSC HVDC [31]

2.4. Comparación entre tecnologías

A modo de resumen se ofrece una adaptación en forma de tabla con las características más significativas de cada tecnología [7].

| | Current source converter | | Voltage source converters | |
|---------------------------------|--------------------------|--|--|--|
| | LCCs | Two-level | MMC half bridge | MMC full bridge |
| Dispositivo conmutador | Tiristores | IGBT | IGBT | IGBT |
| Pérdidas por conmutación | Despreciables | Altas | Bajas | Bajas |
| Pérdidas en encendido | Bajas | Moderadas | Moderadas | Moderadas, más altas que la configuración HB |
| Tamaño de la estación | Grande | Reducida significativamente (alrededor del 50% de LCC) | Reducida significativamente (alrededor del 50% de LCC) | Reducida significativamente pero más grande que HB MMC VSC |

| | CSC | | VSC | |
|---|---|---|--|--|
| | LCCs | Two-level | MMC half bridge | MMC full bridge |
| Control de potencia activa | Continuo con una velocidad rápida de inversión, pero no puede operar dentro del $\pm 10\%$ | Continua desde 0 al $\pm 100\%$ | Continua desde 0 al $\pm 100\%$ | Continua desde 0 al $\pm 100\%$ |
| Inversión de la potencia activa | La polaridad en el lado de DC debe ser cambiada (0,5-1s) | Instantánea (0,1s). No es necesaria la inversión de la tensión. | Instantánea (0,1s). No es necesaria la inversión de la tensión. | Instantánea (0,1s). No es necesaria la inversión de la tensión. |
| Control independiente de la potencia activa y reactiva | No | Sí | Sí | Sí |
| Demanda de potencia reactiva | 40-60% | No | No | No |
| Niveles de potencia | Hasta 6400MW | Hasta 1200MW. Se pueden alcanzar mayores corrientes con convertidores en paralelo. | Hasta 1200MW. Se pueden alcanzar mayores corrientes con convertidores en paralelo. | Hasta 1200MW. Se pueden alcanzar mayores corrientes con convertidores en paralelo. |
| Controlabilidad (tiempo de respuesta) | Rápido (0,1-0,2 s) | Muy rápido (0,03 - 0,05s) | Muy rápido (0,03 - 0,05s) | Muy rápido (0,03 - 0,05s) |
| Filtros AC | Grandes | Pequeños | No necesarios | No necesarios |
| Filtros DC | Deberían ser utilizados | No (raramente usados) | No (raramente usados) | No (raramente usados) |
| Transformador de potencia | Muy caro. Con un gran aislamiento y capacidad de soportar armónicos y estrés durante la inversión de la potencia. | Caro. Con un gran aislamiento para soportar los escalones de conmutación a alta frecuencia. Además, es necesaria una gran inductancia en serie. | Transformadores AC comerciales. Una gran inductancia debe ser utilizada. | Transformadores AC comerciales. Una gran inductancia debe ser utilizada. |
| Fallos por conmutación. | Presentes por perturbaciones en el lado de AC (5-10%) | No | No | No |
| Aplicaciones con sistemas AC débiles | Conexión a puntos fuertes. Posible con compensación de reactiva | Excelente | Excelente | Excelente |
| Capacidad de respuesta ante faltas en AC | Posible, con fallos de conmutación. | Excelente | Excelente | Excelente |
| Capacidad de respuesta ante faltas en DC | Excelente | Difícil. Disparo de AC CB | Difícil. Disparo de AC CB | Excelente |

| | | | | |
|------------------------------------|---|--|--|---|
| Configuración multiterminal | Realizable, pero con un desempeño limitado. Topologías con tres terminales son preferidas | Extensible a cualquier número de terminales, asumiendo zonas de protección. Aislamiento en DC es bastante difícil. | Extensible a cualquier número de terminales, asumiendo zonas de protección. Son necesarios DC BC rápidos | Extensible, asumiendo zonas de protección. Interruptores mecánicos pueden ser utilizados. |
|------------------------------------|---|--|--|---|

Tabla 2: Comparación entre las distintas tecnologías HVDC. Resumen. [7]

La elección entre tecnologías CSC o VSC de cara a construir sistemas multiterminales o redes en HVDC no es una decisión nada ambigua. Ambas tecnologías suponen diferentes ventajas, donde:

La tecnología CSC ofrece una mayor tensión y mayores potencias con menores pérdidas y con un menor factor de rizado para la corriente de cortocircuito. Sin embargo, es bastante vulnerable a faltas en el lado de AC, existe el riesgo de fallo de conmutación, lo que produciría un colapso de tensiones en el lado de DC dejando toda la línea sin servicio.

La tecnología VSC, por otro lado, es más versátil para la utilización de cables y puede revertir el flujo de potencia sin cambiar la polaridad del sistema. Por el contrario, es susceptible ante fallo en DC, posee mayores pérdidas en régimen continuo y comparado con la tecnología LCC posee menor capacidad de transmisión de potencia.

No obstante, en los últimos años hemos visto un progreso de las técnicas de control de estos dispositivos siendo la tecnología MMC VSC HVDC la tecnología con mejor respuesta dinámica y la más versátil para cumplir con los requerimientos en caso de falta en el lado de AC. Además, en el contexto de formación de redes y apoyo a la red de AC las pérdidas producidas por esta tecnología son mucho menores y reducen las pérdidas de la red en AC; como veremos en la siguiente sección.

2.5. Topologías LCC HVDC.

Los sistemas de corriente continua son divididos en sistemas de transmisión y sistemas back-to-back HVDC. Para la transmisión de energía podemos tener dos tipos de sistemas: monopolar y bipolar.

La tecnología monopolar -img. 24-a- usa sólo una línea de potencia, normalmente positiva con menores pérdidas por efecto corona, y puede utilizar un retorno por tierra o por cable. Si se elige un retorno metálico este requerirá menores niveles de aislamiento, ya que en régimen permanente no circula corriente a través de él y se encontrará a potencial cero.

Para sistemas de mayor potencia se emplean dos mono-polos -img. 24-c- o un bipolo donde uno de los cables se encuentra a voltaje positivo y el otro a negativo. Aquí se puede utilizar un retorno por cable o utilizar el otro polo como retorno. En la práctica el uso de un retorno metálico permite una mayor flexibilidad del sistema. En caso de fallo o de parada por mantenimiento el polo no afectado puede operar de forma independiente.

Los sistemas back-to-back son pequeños convertidores que sirven para conectar dos sistemas asíncronos AC -img. 24-b-. Aquí la distancia de los cables DC es muy pequeña y suelen estar en la misma estación. No se espera que un fallo se produzca entre ellos, por lo que estos convertidores operan al máximo de corriente posible. De tal forma que se puede reducir el nivel de tensión y consecuente mente el nivel de aislamiento. Pues **los costes de una instalación crecen proporcionalmente a su nivel de aislamiento.**

En la siguiente imagen podemos ver de forma esquemática las diferencias que presentan cada una de estas topologías. Una solución en forma de bipolo con retorno metálico suele ser la más buscada, ya que permite operar cada uno de los polos de forma independiente y los niveles de aislamiento necesario para el cable de retorno no son muy grandes, por lo que su precio no es excesivo.

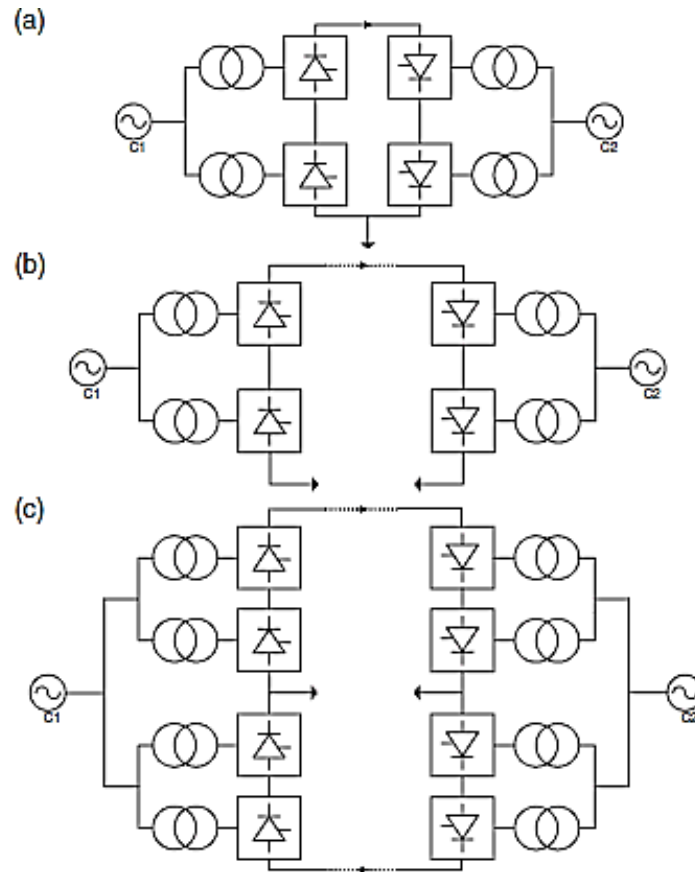


Imagen 24: Tres configuraciones HVDC básicas para las diferentes topologías mostradas. (a) Back-to-Back (b) Monopolar (c) Bipolar con retorno metálico [32]

3. Redes HVDC

En el camino del progreso para la construcción de una red de transporte en corriente continua, como la posible red mallada presentada en el proyecto Desertec [21] u otros proyectos offshore de la misma forma como los propuestos por The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI) [33] la tecnología LCC HVDC a pesar de ofrecer mayores potencias por estación convertidora tiene la peor respuesta dinámica. Mientras que los sistemas VSC HVDC y en específico la configuración MMC VSC HVDC a pesar de ser más caros permiten un control total e independiente de su flujo de potencia.

Por otro lado, tecnología LCC está limitada a ser instalada entre dos puntos con una potencia de cortocircuito muy alta en ambos extremos ya que los convertidores consumen entre un 40-60% de energía reactiva, algo que debe ser compensado mediante sistemas de compensación de reactiva o STATCOMs en los nodos donde se produzca

el enlace. Por otro lado, al ser necesarios también sistemas de filtración de corriente grandes, estos empeoran la respuesta transitoria del sistema, siendo necesario modificar la aparamenta asociada al lado de AC con un aislamiento capaz de soportar mayores picos de tensión en caso de una falta en el lado de AC. La muy alta tensión (UHV LCC) para sistemas con una transmisión de potencia tan grande por un solo camino es bastante útil en zonas mucho más grandes como la India o China, sin embargo, es descartado en nuestro camino de construir nuestra Supergrid del futuro pues un sistema mallado es mucho más robusto.

Sin embargo, el método de extinción de una falta en el lado de DC para un VSC HVDC se produce mediante un disparo de los interruptores del lado de AC. Quedando toda la línea inhabilitada hasta que se solucione el fallo. Algo inaceptable en el sistema de transporte eléctrico.

3.1. Qué es una red HVDC

Hasta la fecha, la tecnología HVDC sólo se ha utilizado para conectar dos puntos, la gran mayoría entre dos redes AC, para controlar y aumentar la estabilidad del sistema. Estas conexiones son las que conocemos como enlaces.

Si conectamos un enlace en HVDC con otro obtendríamos un bus más grande de tres puntos conectados en serie, pero no podrían considerarse una red. Pues ante un fallo en una de las líneas el sistema queda dividido. Se dice que no cumple el criterio n-1 de transporte. De esta manera, para generar un sistema capaz de asegurar la continuidad de suministro, es necesario que estos nodos o puntos del sistema estén conectados entre ellos.

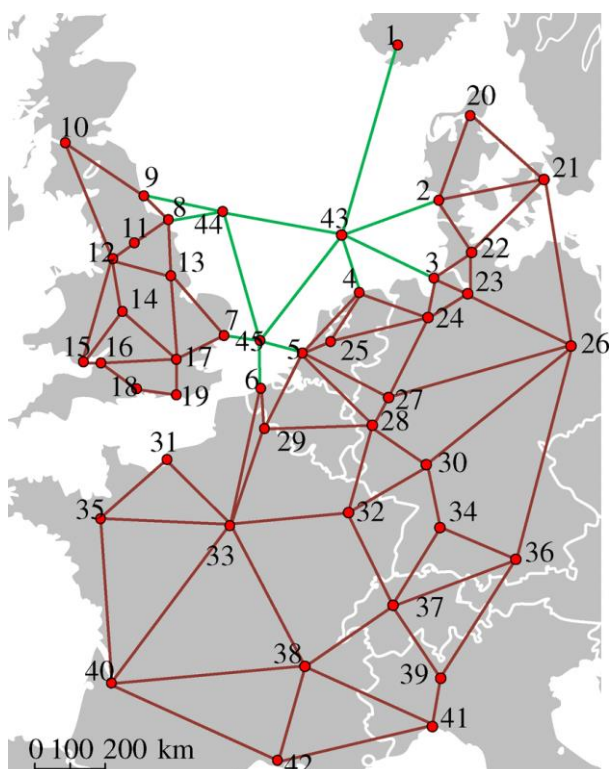


Imagen 25: Red AC (rojo) combinada con una red off shore HVDC (verde). [36]

Así podemos de hablar de una red en HVDC como el conjunto de tres o más enlaces en corriente continua capaz de ofrecer fiabilidad y seguridad al mismo sistema DC a través de una redundancia en sus conexiones y su sistema de protección.

En el caso de una falta en cualquier punto el sistema debería ser capaz de seguir transmitiendo la misma potencia.

3.2. Una red HVDC como apoyo de la red de AC

Además de las características ya mostradas por la tecnología HVDC, existes otras ventajas en su uso frente a otros sistemas como UHV AC. Normalmente la operación de un HVDC es la de entregar potencia directa entre dos buses AC y la de entregar potencia reactiva a cada bus AC de forma independiente. Pero además la tecnología HVDC permite otras funciones de respaldo como [7]:

- **Contribución a la estabilidad de la señal de forma local.** Se puede controlar las oscilaciones de potencia que se producen entre los generadores AC y que tienen una frecuencia entre 0.1 y 10 Hz. Este factor es un fenómeno que se produce de forma local, un control en potencia, corriente o tensión puede ser añadido al control principal del HVDC para solventar este problema.
- **Contribución a la estabilidad de la señal.** Variaciones en la frecuencia de la red son producidas por un desequilibrio entre la generación y la demanda de energía. Para aliviar esto, la conexión HVDC puede ser configurada para demandar energía de un sistema AC remoto en función de la variación de frecuencia que se produzca en el sistema.
- **Contribución a la inercia de los generadores.** En pequeños sistemas la inercia de los generadores puede ser muy pequeña provocando que la variación de frecuencia en la red ser muy significativa. En este caso la estación HVDC puede ser configurada como un generador más que responda a la variación de frecuencia con mayor inercia, entregando más potencia cuando sea necesario.
- **Contribución a la estabilidad de tensiones.** Como hemos mencionado antes, el control de las tensiones es otro gran hándicap en el control de grandes sistemas AC. En estas redes la tensión es sensible con el flujo de potencia reactiva que fluye por los nodos, y esto produce no sólo límites de transmisión de potencia si no también un peligro potencial por colapso de tensiones. Que se produce cuando los generadores en un sistema no son capaces de entregar la suficiente energía reactiva que demanda la red y como consecuencia la tensión en los nodos empieza a decaer. En este caso la capacidad de intercambio de reactiva que podemos tener con un VSC HVDC es crucial. Es por eso necesario enfatizar que un VSC puede ser regulado como un STATCOM y regular la energía reactiva si es necesario.
- **Protección frente a desconexión en cascada.** La desconexión en cascada es un fenómeno muy raro, pero cuando ocurre la propagación de un apagón se produce. El problema consiste en la respuesta que poseen las líneas AC y la capacidad que tienen los generadores de entregar mayor corriente en condiciones de menor frecuencia y menor tensión por las líneas. El control de la potencia de la conexión HVDC puede ayudar a prevenir la expansión del colapso del sistema.
- **Capacidad de Black-start o reinicio tras apagón.** Como demuestra ABB en uno de sus vídeos comerciales [34], la tecnología HVDC es capaz de energizar una red muerta o apagada utilizando un oscilador interno con una frecuencia de referencia. LCC no tiene esta capacidad.

- **Control de la velocidad de máquinas en una banda de frecuencia.** Otras de las grandes aplicaciones es la posibilidad de establecer una frecuencia de rotación de los generadores conectados a la línea. Idea que puede ser llevada a la práctica en granjas de generadores eólicos.
- **Disminución de las pérdidas en el conjunto AC-DC.** A pesar de que VSC HVDC suponía mayores pérdidas frente a LCC HVDC, la disminución de las pérdidas que conduce en el sistema, son mayores que sólo con sistemas AC. Es decir, estas pérdidas son compensadas con menores pérdidas en el conjunto de redes AC-DC [31]:

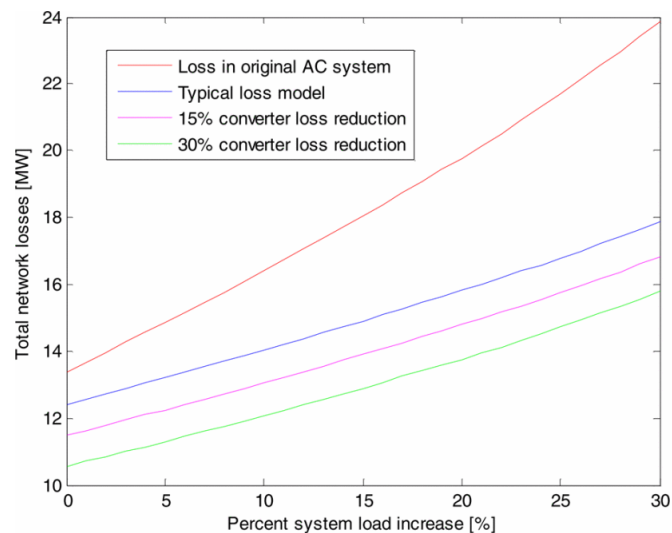


Imagen 26: Pérdidas en la red con y sin enlace HVDC. A su vez, diversas técnicas de reducción de pérdidas en los convertidores son tratadas. [31]

3.3. Topologías de redes HVDC

Si consideramos la red de AC podemos formar distintas topologías de redes con nuestro sistema en corriente continua.

Uno de ellos sería como el descrito anteriormente. Donde tres o más puntos de conexión en DC formasen una cadena de enlaces. Con protecciones AC en los extremos de las líneas, convertidores en cada nodo o punto y con protecciones DC a lo largo del sistema.

Otra forma de aumentar la flexibilidad de la red es mediante un gran número de líneas HVDC entre varios puntos de la red AC. Con estaciones convertoras en cada uno de los extremos y protecciones del lado de AC. Una solución más cara y menos flexible.

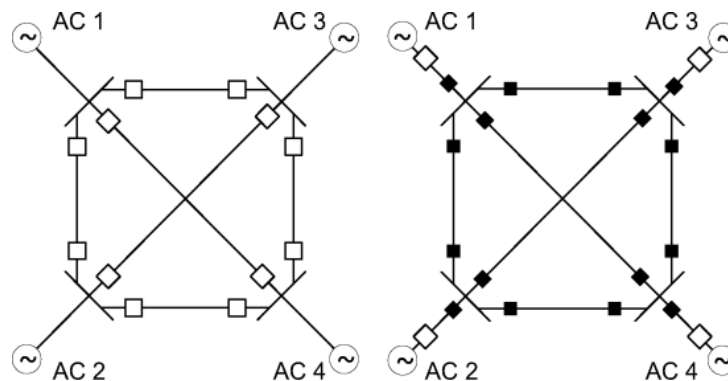


Imagen 27: Ejemplo de comparación de una red HVDC formada por conexiones punto a punto (izquierda) vs una red empleando HVDC CBs (derecha). □ Estación convertora. ■ DC CB. [35]

Si queremos formar una red propiamente dicha la red en HVDC debe ser capaz de dar respaldo a las mismas conexiones HVDC. Lo cual trae consigo múltiples ventajas de seguridad y de costes. Por tanto, un menor número de estaciones conversoras es necesario. [11]

Asociaciones como NSCOGI han propuesto pre-estandarizaciones a la hora de crear sistemas en HVDC, de tal forma que a partir de la conexión de enlaces es cadena se pueda llegar a formar sistemas mezclados y mallados fiables y robustos [33].

Por otro lado, el estudio de la topología más óptima en una red HVDC es un tema que debe ser estudiado teniendo en cuenta el contexto específico de su entorno. Los centros de mayor consumo, los nodos de mayor demanda o las zonas de generación son aspectos muy específicos. De tal forma que el conjunto de elementos y líneas en HVDC sea la opción más viable. De esta forma podemos tener combinaciones de configuraciones en cadena, en estrella o sistemas mezclados o mallados a diferentes escalas de tiempo a medida que se produce un mayor desarrollo de la red. [33]

3.4. ¿Qué hace falta para generar redes?

Actualmente, lo prioritario en el camino de construir redes en HVDC es **un fiable y rápido método de detección y gestión de faltas**. Lo cual involucra a todos los componentes que podemos encontrar en una línea de este estilo (la topología, los elementos en serie, los transformadores, los limitadores de corriente, la posibilidad de soportar la corriente de falta o controlarla mediante la capacidad de los convertidores, el límite de corriente de los convertidores y su aislamiento, el aislamiento de cables, etc.)

Así pues, pasaremos a estudiar el fenómeno de falta y qué tecnologías de CBs disponemos en la actualidad, para pasar a estudiar las formas actuales que tenemos que solventar estos problemas sin incrementar en exceso el precio del conjunto y lo que parece la opción más viable a corto-medio plazo. (Conjunto son todos los elementos que componen una red HVDC)

3.5. ¿Cómo afecta la topología?

Como cabe imaginar, una red mallada aparte de traer consigo seguridad de suministro también aumenta la complejidad en su control y en la coordinación de protecciones.

Si tenemos en cuenta que los elementos más caros de una estación HVDC son los convertidores y los CBs tendremos que tratar de minimizar estos costes. Por ejemplo, en un sistema de sólo cuatro nodos -como el mostrado en la imagen 27 derecha- hacen falta 16 CB. Estos pueden representar 7:4 veces el precio de los convertidores.

Como podemos ver en el artículo de Matthias K. Bucher para IEEE [36] se realiza un análisis de las pérdidas en régimen estacionario y las corrientes de falta para 3 tipos de faltas distintas y 4 configuraciones de redes en el mar del norte en una red con tecnología AC-DC combinada. Donde lo que se busca es encontrar un sistema de topología que permita minimizar las pérdidas en régimen estacionario y minimizar las corrientes de faltas en caso de una incidencia y de esta forma minimizar también el coste de los interruptores.

Más detalles sobre el estudio y el método de cálculo pueden ser encontrados en [36] y [37]

Para este análisis se han probado 4 topologías distintas. Como podemos observar en la imagen una de ellas corresponde con un sistema radial con 2270 km(A) de cable, otro ligeramente mallado con 2590km (B), una configuración en anillo de 2660 km(C) y, finalmente, un sistema en red altamente mallado (D) con 5185 km de cable.

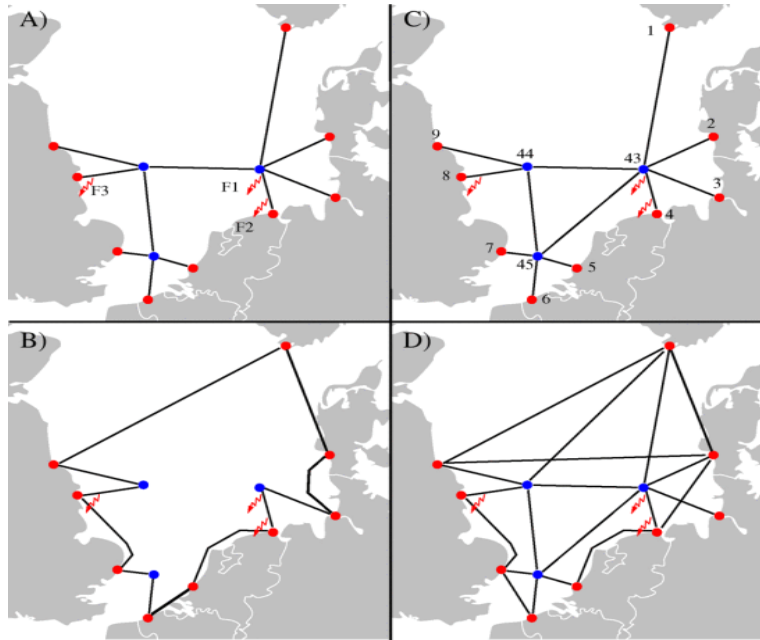


Imagen 28: Topología de una red radial (A), anillo (B), ligeramente mallada (C) y altamente mallada (D)

Primero se ha llevado a cabo un análisis de las pérdidas en régimen continuo dando como resultado que:

| | DC Grid | | AC Lines | | Total losses | |
|----------------|------------|--------|----------|-------------|--------------|----------|
| | Converters | Lines | UK | Continental | p.u. | relative |
| Radial | 0.1688 | 0.0300 | 0.1213 | 0.1223 | 0.4644 | 1.0383 |
| Ring | 0.1692 | 0.0312 | 0.1178 | 0.1308 | 0.4723 | 1.0561 |
| Lightly Meshed | 0.1684 | 0.0291 | 0.1213 | 0.1225 | 0.4631 | 1.0356 |
| Densely Meshed | 0.1716 | 0.0144 | 0.1147 | 0.1225 | 0.4472 | 1.0000 |

Imagen 29: Pérdidas de potencia activa en la red antes de la falta. [36]

- Una red altamente mallada posee las menores pérdidas, pues las líneas no están tan cargadas y las distancias entre los puntos son menores.
- No hay mucha diferencia entre el sistema radial y el ligeramente mallado.
- Una configuración en anillo produce las mayores pérdidas.

Sin embargo, la diferencia de cable usado entre una y otra configuración es de 2660 km vs 5185 km. Cosa que incrementa la inversión inicial, pero tiene que ser tenido en cuenta en la rentabilidad a largo plazo.

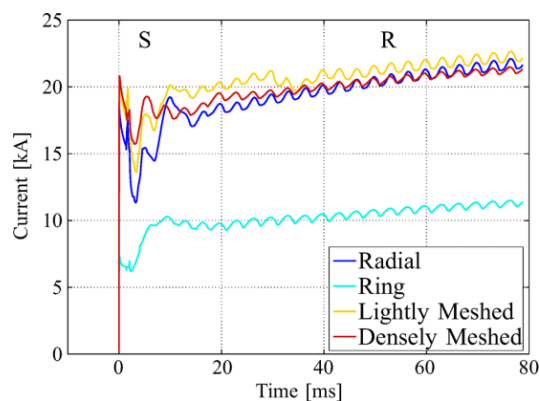


Imagen 30: Corriente por CB-43 durante una falta en F1. S: CB de estado sólido, R: CB mecánico. [36]

La segunda parte del análisis corresponde con efectuar 3 faltas de uno de los polos a tierra y medir las corrientes de falta que fluyen por los CBs en ambos extremos de la falta y analizar el grado de corriente que tendrían que despejar dichos CBs.

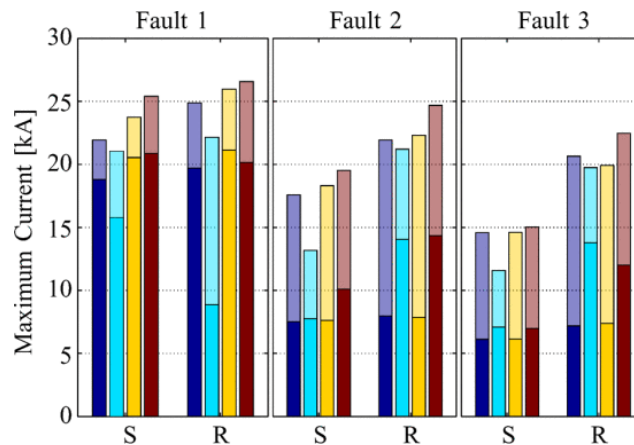


Imagen 31: Máxima corriente de falta y corrientes individuales de los CB para un interruptor de estado sólido (S) y uno resonante o mecánico(R). [36]

En la imagen 31, las barras oscuras representan las corrientes más cercanas al CB, mientras las barras transparentes apiladas, la corriente en el extremo remoto.

Como cabía esperar, el sistema en anillo produce las menores corrientes de cortocircuito mientras que los sistemas mallados aparte de ser más difíciles de detectar producen mayores corrientes transitorias de cortocircuito.

El estudio concluye con que ninguna topología satisface todos los criterios de optimización al mismo tiempo que menores pérdidas, menores corrientes de cortocircuito y menores pérdidas post-falta.

| | Pre-Fault OPF | F1 | F2 | F3 | Post-Fault OPF |
|----------------|---------------|----|----|----|----------------|
| Radial | 3 | 2 | 2 | 3 | 4 |
| Ring | 4 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Lightly Meshed | 2 | 3 | 3 | 2 | 4 |
| Densely Meshed | 1 | 4 | 4 | 4 | 1 |

Imagen 32: Comparación de las redes. 1: el mejor resultado, 4, el peor. [36]

En este estudio se puede ver reflejada de forma cuantitativa la influencia que tiene la topología de la red con respecto a las corrientes transitorias de falta que se producen y por tanto los aspectos que debemos tener en cuenta a la hora de poder seleccionar un CD CB -img. 30-.

Una red mallada permite mayor flexibilidad y reduce las pérdidas, pero aumenta la potencia de cortocircuito del nudo y la complejidad del sistema de protección. Esto trae consigo un aumento de la capacidad de corte de los interruptores, así como la necesidad de un mayor número de estos.

Además, cuanto más tardemos en extinguir la corriente de falta más sufrirá nuestro equipo y mayores serán las solicitudes requeridas al aislamiento.

Perspectivas a corto plazo nos permiten hacer uso de los actuales sistemas de protección para redes radiales o en anillo, sin embargo, para el largo plazo deben ser discutidos y puestos a prueba sistemas de detección de faltas capaces de ser altamente selectivos en redes muy malladas como las que hemos visto en este ejemplo.

Tercera Parte

4. Fenómeno de Falta

Se conoce como falta al evento que ocurre cuando un elemento de la red sufre un cortocircuito ya sea porque uno de sus elementos se pone a potencial cero o adquiere una tensión de menor magnitud a la nominal. Lo que provoca un flujo de corrientes muy por encima de los valores asignados por las líneas hacia la falta.

Dicha falta puede ser permanente o transitoria. Ya sea por ejemplo la caída de un conductor en una línea -permanente- o una descarga parcial a través de los aisladores por contaminación en éstos -temporal, un renganche de la línea suele despejar la falta-.

Cuando se produce un cortocircuito, la velocidad de actuación de las protecciones es muy importante. Pues cuanto menor tiempo estén los elementos en serie con la falta menor daño se producirá en ellos y menor será el riesgo de accidentes por consecuencia de esta. Además, el aislamiento del elemento en falta es necesario para no generar perturbaciones en la red y poder seguir operando si este no se resuelve de forma automática y es necesaria una intervención sobre el elemento en falta.

El sistema de protección y eliminación de la falta tiene por tanto 3 propósitos.

- Minimizar el riesgo del personal
- Minimizar las perturbaciones que provoca en la red
- Minimizar el daño que puede producir en el equipo. [33]

A continuación, estudiaremos el fenómeno de falta en ambos lados del convertidor HVDC tanto para un fallo en AC como en DC para conocer las características que han de tener como mínimo los sistemas de protección e interrupción de corriente.

4.1. Falta en AC

La peor falta que nos podemos encontrar en el lado de AC es en el bus de conexión común entre la red y nuestro sistema HVDC, asumimos que una falta a tierra es muy improbable que se produzca muy cerca de las válvulas donde se encuentran los interruptores IGBTs ya que es una zona controlada y aislada; pero si esto ocurriera la corriente de falta sería tan rápida y grande que los IGBTs serían disparados inmediatamente para evitar su daño.

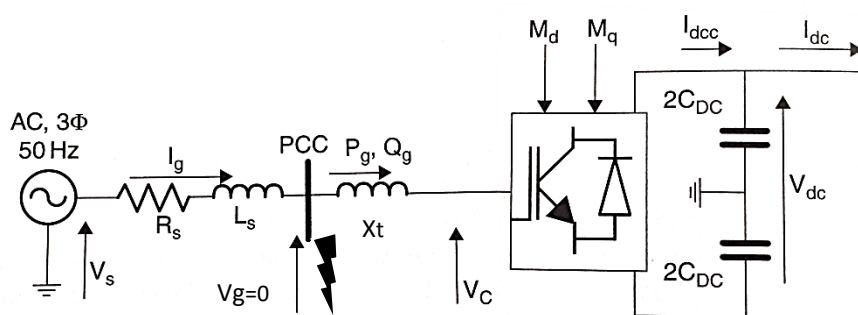


Imagen 33: Falta AC en el punto de conexión común. [7]

El modelo de red es el que podemos observar en la imagen 33. Donde V_s es la tensión de red, V_g la tensión en el punto de conexión común (PCC) y final mente V_c la tensión a la que

alimentamos los convertidores; a través de un transformador definido como una reactancia y una línea AC definida como una impedancia X_t .

Para facilitar el análisis se suele trabajar en un marco de referencia dq que gira a la frecuencia de red. Muy típico en sistemas de control, pues nos permite un control desacoplado de las componentes reactiva y activa de la potencia. Característica que además nos permite llevar a cabo la tecnología VSC HVDC [7].

$$\overline{V_{cdq}} = V_c^{\delta_c} = V_{cd} + jV_{cq} \quad (4.1)$$

Además, se sitúa la tensión V_g en el eje-d quedando para este sistema sólo la componente V_{gd} para trabajar. Otros métodos de trabajo ya sea con ecuaciones diferenciales o con fasores puros pueden ser utilizados obteniendo los mismos resultados; sin embargo, resulta más sencillo su comprensión visto desde el sistema regulador del convertidor.

$$\overline{V_{gdq}} = V_{gd} = V_g; \quad V_{gq} = 0 \quad (4.2)$$

Si utilizamos un control sencillo representado mediante ganancias o modulación (M) la tensión V_c en función de la tensión V_{dc} queda definida como [7]:

$$V_{cd} = M_d * \frac{V_{dc}}{2\sqrt{2}} \quad (4.3)$$

$$V_{cq} = M_q * \frac{V_{dc}}{2\sqrt{2}} \quad (4.4)$$

Siendo el valor de $M \leq 1$;

$$M = \sqrt{M_d^2 + M_q^2} \leq 1 \quad (4.5)$$

De esta forma la corriente que circularía por el circuito sería:

$$\overline{I_{gdq}} = \frac{\overline{V_g} - \overline{V_c}}{jX_t} = \frac{V_g - V_{cd} - jV_{cq}}{jX_t}; \quad (4.6)$$

$$I_{gd} + jI_{gq} = -\frac{V_{cq}}{X_t} + j\frac{V_{cd} - V_g}{X_t} \quad (4.7)$$

$$I_{gd} = -\frac{V_{cq}}{X_t} \quad (4.8)$$

$$I_{gq} = \frac{V_{cd} - V_g}{X_t} \quad (4.9)$$

Y la expresión de la potencia quedaría como:

$$\overline{S_g} = 3\overline{V_g}x\overline{I_g^*} = 3V_g \left[-\frac{V_{cq}}{X_t} - j\frac{V_{cd} - V_g}{X_t} \right] \quad (4.10)$$

Donde la mayor corriente de falta a través del convertidor en el lado de AC la podemos hallar si hacemos $V_g = 0$ en ecuación (4.7) por tanto en la ecuación (4.9) Es decir, provocamos un cortocircuito trifásico en las barras del PCC.

$$I_{gd} = -\frac{V_{cq}}{X_t} = \frac{-M_q V_{dc}}{2X_t} \quad (4.11)$$

$$I_{gq} = \frac{V_{cd} - V_g}{X_t} = \frac{M_d V_{dc}}{2X_t} \quad (4.12)$$

Si el convertor se encuentra exportando potencia al 100% de capacidad en los primeros instantes del cortocircuito ($M=1$) lo único que limitaría la corriente de falta desde el HVDC es transformador de potencia; es importante mantener los picos de corriente a través de los IGBTs entre 2-3 p.u. para mantener su control y elegir un transformador con una X_t que limite la corriente pico entre estos valores.

Sin embargo, en cuanto los lazos de control empiezan actuar estos reducen el valor V_c usando M_d y M_q -ec. (4.11) y (4.12)-. Normalmente M_d posee mayor valor que M_q pues se prefiere trabajar con un factor de potencia próximo a la unidad, tanto en modo inversor como rectificador.

De tal forma que un cortocircuito en AC queda controlado desde el lado de DC. Normalmente un VSC HVDC es diseñado para trabajar sobre cualquier tipo de falta en el lado de AC sin ser disparado. Si el fallo persiste la estación tendría que ser desconectada [7].

4.2. Falta en DC

Por las mismas razones que se producen transitorios en AC se producen transitorios en DC. Normalmente por un cambio repentino en las condiciones del circuito. ¿Por qué entonces se reserva un tratamiento especial para los cortocircuitos en corriente directa?

Pues, principalmente por la ausencia de cero cuando se produce una falta y la magnitud de la energía que debe ser disipada [38].

Para no extender mucho el análisis nos centraremos en el comportamiento que tiene un convertor MMC VSC HVDC, pues ofrece una mejor respuesta con menores pérdidas frente a una topología Two-level VSC HVDC y en este contexto es la opción preferida para desarrollar sistemas mallados en HVDC.

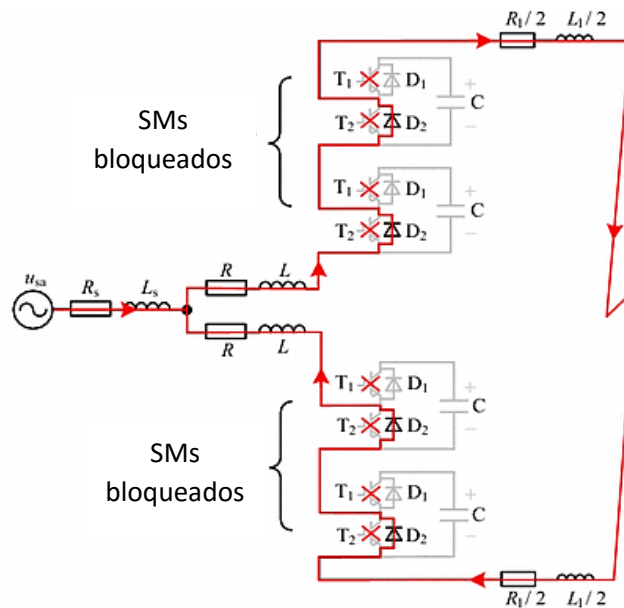


Imagen 34: Fallo de un polo a tierra en un Half-Bridge MMC HVDC [49]

Para una configuración bipolo –como la mostrada en la imagen 24c- tenemos tres tipos de faltas posibles: falta de un polo a tierra, falta entre dos polos y falta de dos polos a tierra. Si tomamos la estructura de un Half-Bridge MMC –img. 20- podemos representar el flujo de corriente que generaría un fallo mediante la línea roja indicada en la figura 34. En el caso de una falta de este tipo los interruptores son bloqueados por el control para protegerlos de un daño bien automáticamente cuando llegan al límite de corriente preestablecido o bien manualmente por debajo de un determinado valor de consigna de la tensión.

De esta forma podemos dividir el fenómeno de falta en dos partes. Una en la que partiendo del régimen estacionario se produce la falta antes de que se bloqueen los interruptores y otra, una vez de bloquean y se produce un estado que se define como rectificador fuera de control; en el que tendríamos un sistema similar a un LCC con altas corrientes de cortocircuito caracterizada por un comportamiento como rectificador de puente de diodos.

Es decir, por un lado, en el dominio del tiempo el análisis de un cortocircuito en el lado de DC se puede dividir en dos partes: régimen transitorio y régimen permanente.

Donde en el régimen transitorio partimos del estado de reposo de la red y en los primeros instantes de la falta se produce la descarga de los condensadores y las líneas. Para, más tarde, en régimen permanente la falta pase a ser alimentada desde la red AC a través de los convertidores.

Por otro lado, aplicando el principio de súper porción, la magnitud de la corriente de falta puede ser estudiada como la suma de dos estados. Las corrientes en un estado del sistema pre-falta más la suma de las corrientes en falta.

De esta forma es necesario un análisis del circuito o de la red mallada tomando en cuenta estos tres aspectos –img. 35-. **Estado de la red pre-falta, régimen DC transitorio y régimen de falta DC permanente.**

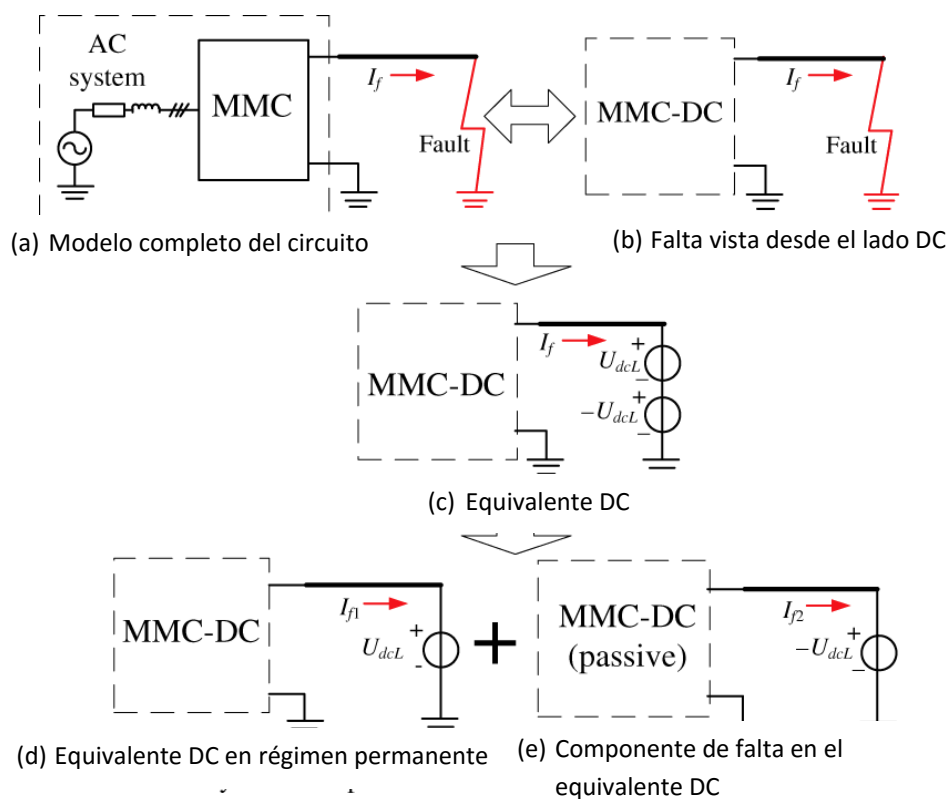


Imagen 35: Esquema visual de la interpretación de la falta visto desde el lado de DC. [39]

A su vez, la corriente de falta en régimen permanente será alimentada por la red de AC, por lo que es necesario conocer el comportamiento que tienen los convertidores en este estado para poder establecer equivalencias en el lado de DC que nos faciliten el cálculo de esta.

Con una idea de las magnitudes de corrientes y el comportamiento de la corriente de falta por la red, podemos conocer los requerimientos mínimos que han de tener las protecciones de la red HVDC y por tanto los actuadores DC CBs.

4.2.1. Acontecimiento de sucesos.

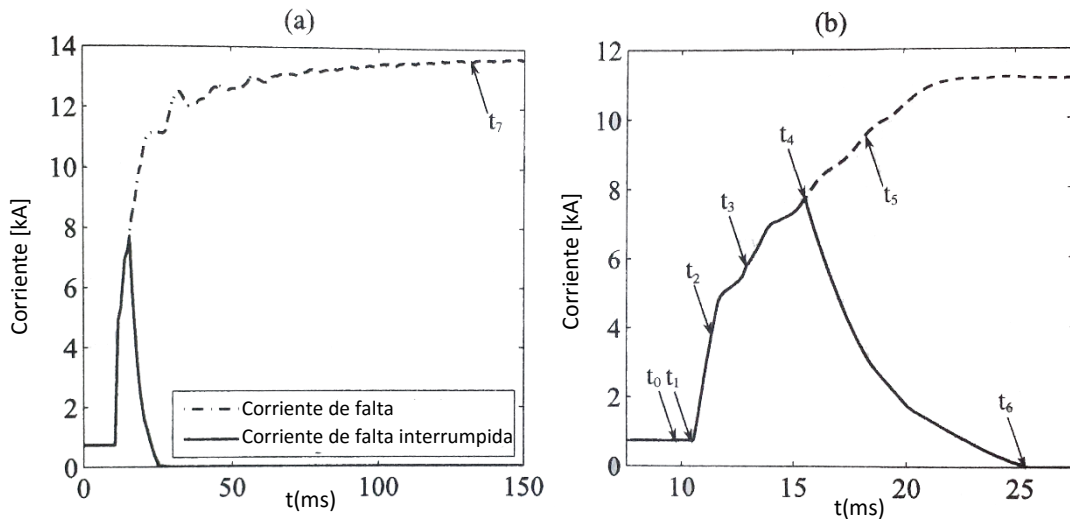


Imagen 36: Evolución de la corriente de falta a régimen permanente (a) y detalle del transitorio de corriente hasta su extinción (b) [11]

Para tener una perspectiva conjunta de los acontecimientos que se suceden ante una falta en el lado de DC éstos se describen a continuación:

En el momento en el que se produce una falta en un punto de la red (t_0) se genera una onda de tensión y corriente que viaja a través de la línea hacia los extremos de esta. Visto desde la estación HVDC la caída de potencia no se produce de forma inmediata, ésta viaja en forma de la onda y provoca una caída de tensión y un aumento de la corriente para ese punto cierto tiempo después (t_1).

En el momento en el que la onda llega al final de la línea, ésta se ve parcialmente reflejada y refractada hacia otros terminales. En este momento los condensadores del convertidor y las capacidades de la línea empiezan a descargarse hacia la falta (t_2).

En cuanto la onda alcanza otros terminales estos empiezan a enviar corriente hacia la falta, entonces los convertidores son bloqueados por protección y ahora la falta pasa a ser alimentada por el lado de AC (t_3). En este momento o incluso antes de que los IGBTs sean bloqueados se produce el disparo de los CBs y el despeje de la falta (t_6).

Si la falta no se despeja, el resto de terminales son bloqueados y la falta es alimentada aún más (t_5). En torno a los 50-60ms se produce el disparo de las protecciones AC, antes de que se establezca por completo el régimen estacionario de la falta en t_7 .

Como podemos ver en la siguiente imagen el tiempo total de despeje de la falta por parte de las protecciones DC es desde t_0 hasta t_6 , momento en el que se extingue por completo la falta. Y la máxima corriente que se produciría para la falta vendría dada por t_4 .

Como se verá, el pico de corriente máximo que sufrirá el sistema vendrá determinado por las capacidades existentes en la red y las inductancias en serie. Mientras que la corriente de falta en régimen dependerá de la potencia de cortocircuito de la red AC donde se encuentren los terminales.

4.2.2. Estado de régimen continuo o pre-falta. Modelo de red lineal

El modelo de la red en régimen continuo antes de la falta puede ser determinado mediante un flujo óptimo de potencias en DC. Hoy en día existen programas que se encargan de esto, donde la regulación que proporcionan los controladores se calcula mediante métodos numéricos iterativos como Newton-Raphson. No se profundizará en la determinación de las corrientes en régimen continuo ya que el control de los terminales y el flujo óptimo de potencia a lo largo de un sistema HVDC es un campo muy desarrollado, mientras que la corriente de falta puede ser mucho mayor a la corriente en régimen permanente.

Sin embargo, podemos hacer una serie de simplificaciones para conocer la magnitud de las corrientes de las que vamos a tratar. Entre ellas, consideramos un estado pre-falta en régimen estacionario, es decir, en la regulación de la red ya ha alcanzado un equilibrio en sus tensiones y corrientes; de tal forma que los convertidores se están comportando o bien como fuentes de tensión constante o bien como fuentes de corriente [7].

De esta forma, ahora de forma general y más tarde de forma más específica con un ejemplo, podemos calcular la corriente que circula por dos puntos de la cualquiera de la red (a y b) como:

$$V_a - V_b = I_{ab} R_{ab} \quad (4.13)$$

Donde V_a y V_b son las tensiones en dos nodos cualquiera de la red, I_{ab} es la corriente que fluye entre ellos y finalmente R_{ab} es la resistencia que presenta la línea que une los dos puntos. –si no hay conexión directa entre los dos puntos se dice que la resistencia que une esos dos puntos es infinita–

Por otro lado, podemos considerar las aportaciones de la red de AC, vistas desde el lado DC como:

$$I_{dc,a} = \frac{V_a}{R_{aa}} + \sum_1^n I_{an} \quad (4.14)$$

Es decir, la aportación de corriente que produce un convertidor conectado a un nodo 'a' será suma de la corriente que consume ese nodo –en corriente directa– más la suma de las corrientes entrantes y salientes a ese nodo. Aquí las pérdidas se modelan mediante una resistencia conectada a tierra - R_{aa} - de alto valor.

Como podemos notar, se trata de un modelo lineal donde las ecuaciones se pueden calcular de forma matricial de una forma sencilla.

4.2.2.1. Ejemplo

Si consideramos un sistema de 4 nodos como el mostrado en la figura 24-derecha y establecemos los siguientes valores de resistencias:

Se pueden establecer la primera serie de ecuaciones: que se simplifica si otorgamos un nombre al cruce de las líneas, V_5 .

$$V_1 - V_2 = I_{12}R_{12}$$

$$V_1 - V_3 = I_{13}R_{13}$$

$$V_1 - V_5 = I_{15}R_{15}$$

$$V_2 - V_5 = I_{25}R_{25}$$

$$V_2 - V_4 = I_{24}R_{24}$$

$$V_4 - V_5 = I_{45}R_{45}$$

$$V_4 - V_3 = I_{43}R_{43}$$

$$V_3 - V_5 = I_{35}R_{35} \quad (4.15)$$

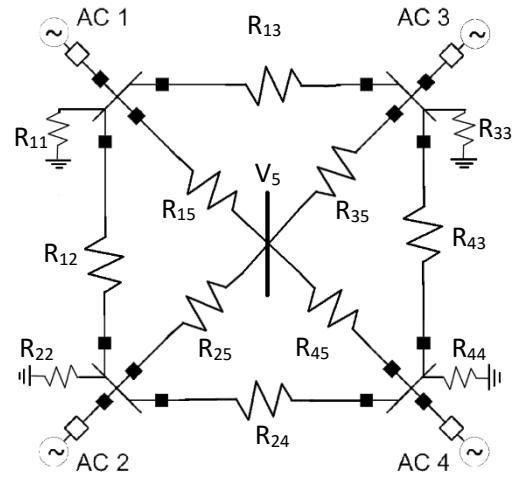


Imagen 37: Esquema de 4 nodos con modificación de [35]

La segunda serie de ecuaciones considera la suma de corrientes en cada nodo.

$$I_{dc1} = I_{12} + I_{13} + I_{15} + V_1/R_{11}$$

$$I_{dc2} = -I_{12} + I_{25} + I_{24} + V_2/R_{22}$$

$$I_{dc4} = -I_{24} + I_{45} + I_{43} + V_4/R_{44}$$

$$I_{dc3} = -I_{43} - I_{13} + I_{15} + V_3/R_{33}$$

$$I_{dc5} = -I_{12} - I_{13} - I_{15} - I_{25} - I_{24} - I_{45} + V_5/R_{55} = 0 \quad (4.16)$$

Consideramos que en el nodo 5 no hay generación u otro sistema conectado, por lo que la 5ª ecuación -ec. (4.16)- debe satisfacer que la suma de corrientes en ese nodo sea cero.

Si el nudo uno actúa como controlador de tensión y el resto de nodos se comportan como aportadores de corriente, es decir, conocemos la corriente que aporta cada uno de los convertidores I_{dc2} , I_{dc3} , I_{dc4} y la tensión en el nudo 1 V_1 , el resto de parámetros del sistema queda completamente determinado.

Para más detalles y diferentes métodos de cálculo se puede consultar la bibliografía [7] [11] [39] ó [49], entre otros. Donde los órdenes de magnitud para un sistema de 400 kV que se manejan están en torno a 0.5-1.5 kA.

De tal forma que a corrientes de DC en régimen continuo mayores corrientes en falta podemos esperar, pues incluso con un rápido sistema de detección y eliminación de faltas la corriente mínima que debemos cortar será la corriente de servicio.

Por tanto, la peor condición de operación –en un sistema mallado- se produciría ante una falta en la línea con la mayor corriente del sistema; pues a esta corriente habría que sumarle la corriente de falta y la corriente de falta que aportan el resto de líneas [39].

La peor de las condiciones de operación es a menudo especificada en la fase de estudio de la red mediante la resolución de problemas de optimización [39].

4.2.3. Régimen transitorio. Ondas viajeras

En el estado de conducción normal de los interruptores IGBTs, el sistema de control sigue operando como siempre. En el momento en el que se produce la falta, ésta es alimentada por

el lado de DC y los condensadores que se encuentran alojados en cada submódulo (SM) empiezan a descargarse. Así podemos ver el flujo de corriente que se produciría en este estado para una de las fases -fase a, imagen 38-. El mismo esquema es aplicable para el resto de las fases B y C para cada momento de conmutación.

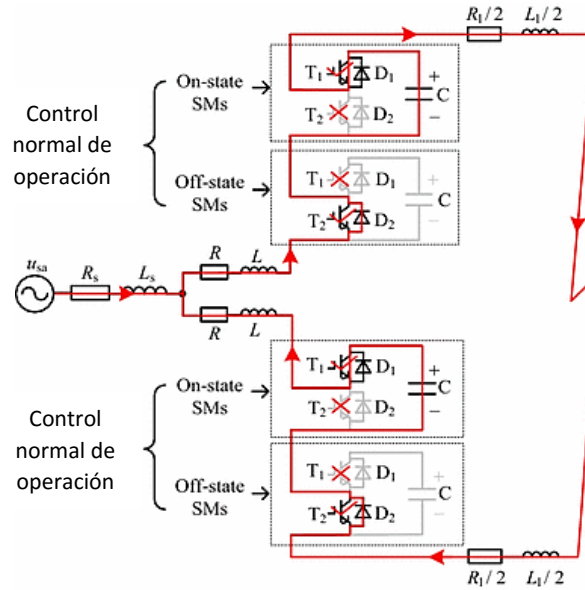


Imagen 38: HB-MMC antes del bloqueo de las válvulas [49]

Este régimen transitorio suele durar entre 5-10ms hasta que se produce el bloque de las estaciones.

4.2.3.1. Propagación de la falta

Como hemos introducido antes, en el momento en el que se produce una falta, por ejemplo, de uno de los polos a tierra, se produce un fenómeno electromagnético transitorio que coloca rápidamente la tensión de este punto desde la tensión pre-falta a cero. Debido a las bajas escalas de tiempo los transitorios electromagnéticos como las ondas viajeras son prevalentes, enviando una onda de tensión y corriente a lo largo de la línea.

Para tener en cuenta estos efectos, es necesario modelar la línea por sus parámetros distribuidos [40] En la imagen 39 se considera una sección diferencial de cable donde $L'dx$ representa la inductancia y $C'dx$ la capacidad de un elemento diferencial.

Las ecuaciones de una línea ideal serían:

$$du = -L'dx \frac{\partial i}{\partial x} \quad (4.17); \quad di = -C'dx \frac{\partial u}{\partial t} \quad (4.18)$$

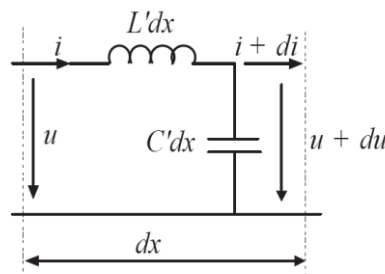


Imagen 39: Sección diferencial de un cable definido por parámetros distribuidos de capacidad e inductancia. [40]

Donde, podemos ver que la tensión y corriente son funciones que dependen del tiempo y de la posición del cable o elemento en el que nos encontremos. Por ello, en el momento en el que se produce una falta la estación no ve la caída de tensión de forma inmediata. Se tarda un tiempo en que las ondas lleguen a los dispositivos de detección y control.

Derivando y despejando las ecuaciones (4.17) y (4.18) tenemos:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = L'C' \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = L'C' \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \quad (4.20)$$

La solución de la ecuación diferencia queda [38]:

$$u(x, t) = f_1(x - vt) + f_2(x + vt) \quad (4.21)$$

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_c} (f_1(x - vt) - f_2(x + vt)) \quad (4.22)$$

Donde f_1 y f_2 representan la distribución de tensiones a lo largo de la línea, v es la velocidad de propagación de la onda y Z_c es la impedancia característica de la línea de transmisión.

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (4.23)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (4.24)$$

La solución a las ecuaciones diferenciales (4.21) y (4.22) es una onda que derivada dos veces en el espacio tiene que dar lo mismo que al derivarla dos veces en el tiempo, por tanto, tendrá que ser una función que depende de una combinación lineal del espacio y del tiempo.

Esto representa una onda que vale lo mismo en un punto del espacio x_1 en un instante de tiempo t_1 que en otro punto del espacio x_2 en un instante de tiempo t_2 , esto es, una onda viajera que viaja con velocidad constante [40].

Si hubiéramos tenido en cuenta los efectos resistivos de la línea, la onda viajera vería reducida su amplitud a medida que viaja por el espacio, sin embargo, en sistemas DC la resistencia e impedancia de las líneas son muy bajas, por lo que las ondas suelen propagarse muy rápido por todo el sistema.

Para resolver estas funciones el diagrama de Bewley nos sirve como herramienta para ver la evolución de la onda en el dominio del tiempo. Más detalles sobre el cálculo y la transmisión de una onda viajera pueden ser encontrados en [38].

Donde en un punto de discontinuidad del sistema (p.e. el final de una línea) se produce una reflexión y una refracción de las ondas de tensión y corriente de la forma:

Onda reflejada:

$$\rho_i = \frac{Z_{c1} - Z_{c2}}{Z_{c1} + Z_{c2}} = -\rho_u \quad (4.25)$$

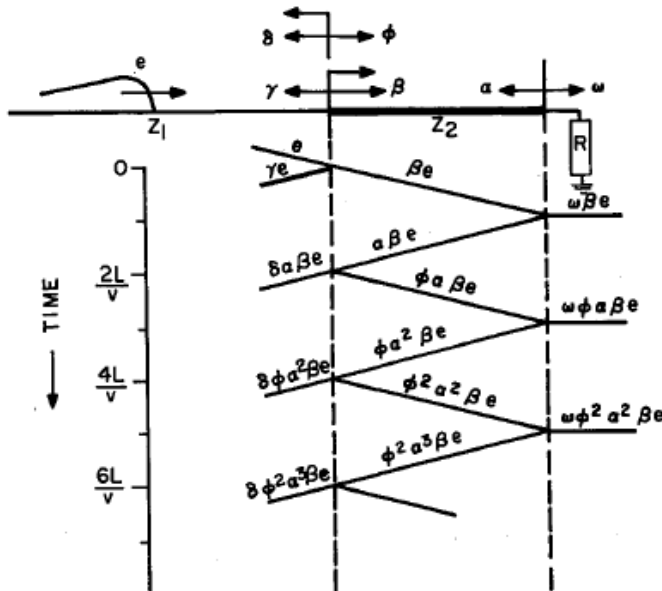
Onda que se transmite a la línea 2.

$$\tau_i = \frac{2Z_{C2}}{Z_{C1} + Z_{C2}} \quad (4.26)$$

ρ_i y τ_i representan los coeficientes de reflexión y refracción de una onda proveniente de un cable 1 hacia un cable 2. Z_{C1} y Z_{C2} son las impedancias características de dichos cables.

La onda de tensión y corriente avanza a velocidad constante

$$T = L/v \quad (4.27)$$



La corriente en cualquier punto de la red en un instante dado es la suma de las ondas de corriente que hayan llegado a ese punto hasta ese instante de tiempo.

El eje horizontal representa la distancia entre el terminal y la falta y el eje vertical el tiempo, caracterizado por la velocidad de transmisión de la onda en el cable.

Imagen 40: Diagrama de Bewley para una onda viajera (e) y su comportamiento a lo largo de una línea de longitud L [40]

En el momento en el que se produce un cortocircuito, la tensión en ese punto se impone a la tensión en falta. Si no hay resistencia de falta la tensión que se impone es cero. De tal forma que se crea una onda viajera en el sentido contrario a esta que lleva consigo una onda de tensión negativa de valor $-V$ y una onda de corriente positiva de valor V/Z_c que T segundos más tarde alcanza los terminales -img. 41-.

La tensión o la corriente en cada punto de la red y tiempo pueden obtenerse sumando las ondas que han pasado hasta el momento según el diagrama de Bewley. Si hay más líneas conectadas a un punto, menor será la caída de tensión por lo que mayor será la suma de aportaciones de corriente que llegan a ese punto.

De tal forma que una onda de tensión negativa proveniente de la falta (V_2) se verá prácticamente reflejada de nuevo hacia la falta, pero con el doble de magnitud y con signo positivo; incrementando aún más la corriente pico de falta. Este caso sería el de una fuente ideal de tensión cuando el número de conexiones n tiende a infinito en la ecuación (4.28).

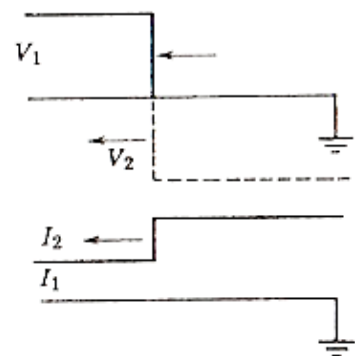


Imagen 41: Ondas viajeras propagándose hacia la fuente en un cortocircuito. [41]

4.2.3.2. Reflexión y refracción las ondas de tensión. Descarga de la línea.

Coefficiente de reflexión para n líneas [11]:

$$r_i = \frac{Z_c - \frac{Z_c}{n}}{\frac{Z_c}{n} + Z_c} = \frac{n-1}{1+n} \quad (4.28)$$

A medida que aumenta el número de conexiones en un nodo mayores picos de corriente en régimen transitorio tendremos. Pues más estable es ese nudo.

4.2.3.3. Descarga de los condensadores

La forma en la que descargan los condensadores depende de la topología de la línea. Para un condensador al final de una línea con impedancia característica Z_c es [11].

$$r_i = \frac{Z_c - \frac{1}{j\omega C}}{Z_c + \frac{1}{j\omega C}} \quad (4.29)$$

Donde el coeficiente de reflexión alcanza el valor de uno para capacidades muy grandes y altas frecuencias. El frente de onda entrante se ve completamente reflejado por el condensador, con una disminución en el factor de la corriente dependiente del tamaño del condensador.

Para sistemas Two-level-VSC los transitorios de corriente son mucho más elevados, pues poseen condensadores con una alta capacidad para mejorar el factor de rizado en DC.

Por lo que el efecto de la descarga de condensadores en MMC-VSC no es tan grave, pues como hemos visto, estos se encuentran distribuidos y pueden ser bloqueados para evitar su descarga.

4.2.3.4. Influencia de las inductancias del sistema

Como hemos observado, la corriente de falta crece hasta alcanzar un valor máximo. Valor máximo que depende de las capacidades conectadas al sistema –capacidad distribuida de los cables, de otras líneas o de los condensadores de los SMs-

Sin embargo, estos picos de corriente en régimen transitorio pueden ser controlados mediante inductancias en serie con la falta. Pues éstas imponen que la derivada de la corriente no puede tener saltos muy bruscos, suavizado la forma de onda de la corriente.

$$u = L \frac{\partial i}{\partial t} \quad (4.30)$$

A medida que mayor es la inductancia, menores son los picos que ocurren en un fallo, pero mayores son las pérdidas en modo de operación continua. Añadido a esto, no reducen el nivel de corriente de falta en régimen permanente.

4.2.4. Régimen de falta permanente.

Una vez las ondas de corriente alcanzan un valor fijado en torno a 2-3 p.u. el bloqueo de las válvulas se produce –img. 34- y éstas pasan a un modo de conducción sin control. En el que las estaciones afectadas empiezan a comportarse como rectificadores alimentando la falta. El régimen permanente puede alcanzarse en unos 40-50ms.

Actualmente las protecciones de los enlaces MMC VSC HVDC para altas potencias se logran mediante el disparo de los AC-CBs entorno a los 60ms, cuando la falta ya ha alcanzado su régimen permanente.

En las imágenes 34 y 38 de esta sección se puede ver la diferencia entre el comportamiento del convertidor antes y después de producirse el bloqueo.

4.2.4.1. Modelado del convertor en falta

Con el convertor fuera de control lo único que limita la corriente y potencia de cortocircuito son las impedancias del transformador de potencia y de la red. La impedancia del transformador es conocida y la impedancia equivalente de la red en el PCC viene dado por la potencia de cortocircuito en ese nudo.

De tal forma que, la corriente de falta en régimen permanente en DC va a venir dada por la potencia de cortocircuito AC de los puntos en los que estén conectados los convertidores y por la caída de tensión que se produzca en la red antes de llegar al convertidor -ec. (4.31)-.

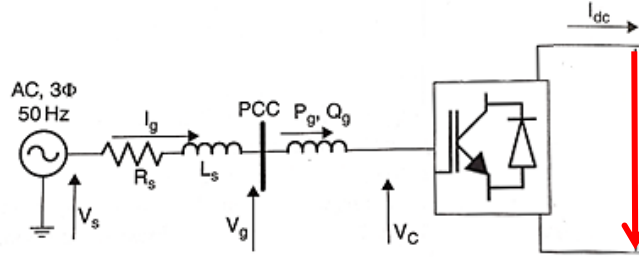


Imagen 42: Equivalente DC para MMC VSC sin control [7]

Primero, observamos lo que ocurre en el lado de AC. Donde la corriente I_g va a venir dada por:

$$\bar{I}_g = \frac{\bar{V}_s - \bar{V}_c}{Z_{red} + jX_t} \quad (4.31)$$

$$\text{Donde: } Z_{red} = R_s + jX_s \quad y \quad \bar{V}_c = V_c^{\delta_c}; \quad \bar{V}_s = V_s^{\delta_s} \quad (4.32)$$

Por otro lado, si despreciamos la resistencia R_s que presenta la red, la impedancia de ésta queda definida como:

$$S_n = |\sqrt{3}\bar{V}_s\bar{I}_g^*| = \frac{V_s^2}{\sqrt{R_s + jX_s}} \quad (4.33)$$

$$X_s = \frac{V_s^2}{S_n} \quad (4.34)$$

Además, si tomamos la tensión de red como origen de referencias:

$$\bar{I}_g = \frac{V_s - \bar{V}_c}{jX_s + jX_t} \quad (4.35)$$

$$I_g = \frac{V_s - V_c \cos(\delta_c) - jV_c \sin(\delta_c)}{j(X_s + X_t)} \quad (4.36)$$

$$I_g = \frac{-jV_s + jV_c \cos(\delta_c) - V_c \sin(\delta_c)}{X_s + X_t} \quad (4.37)$$

Separamos la parte real e imaginaria:

$$I_{gd} = \frac{-V_c \sin(\delta_c)}{X_s + X_t} = \frac{-V_{cq}}{X_s + X_t} \quad (4.38)$$

$$I_{gq} = \frac{-V_s + V_c \cos(\delta_c)}{X_s + X_t} = \frac{-V_s + V_{cd}}{X_s + X_t} \quad (4.39)$$

Elevando al cuadrado y sumando:

$$I_{gd}^2 + I_{gq}^2 = I_g^2 = \frac{V_s^2 + V_{cd}^2 + V_{cq}^2 - 2V_s V_{cd}}{(X_s + X_t)^2} \quad (4.40)$$

$$I_g^2 = \frac{V_s^2 + V_c^2}{(X_s + X_t)^2} - \frac{2V_s V_c \cos(\delta_c)}{(X_s + X_t)^2} \quad (4.41)$$

Teniendo en cuenta la ecuación (4.34) el módulo de I_g queda:

$$I_g = \frac{\sqrt{\frac{V_s^2 + V_c^2}{\left(\frac{V_s^2}{S_n} + X_t\right)^2} - \frac{2V_s V_c \cos(\delta_c)}{\left(\frac{V_s^2}{S_n} + X_t\right)^2}}}{\sqrt{\frac{V_s^2}{S_n} + X_t}} = \frac{S_n}{V_s^2 + X_t S_n} \sqrt{V_s^2 + V_c^2 - 2V_s V_{cq}} \quad (4.42)$$

Y su ángulo:

$$\delta_{I_g} = \tan^{-1} \left(\frac{V_{cd} - V_s}{V_{cq}} \right) \quad (4.43)$$

En la ecuación (4.42) se representa la relación general del flujo de corriente desde la red hacia el convertidor siendo conocidas la potencia de cortocircuito del nudo y la tensión en ambos nodos. La impedancia típica de un transformador suele estar entorno a $X_t \approx 0.1-0.15$ pu. Si aumenta la impedancia del transformador de potencia la corriente I_g disminuye.

A su vez:

$$S_n > X_t S_n$$

Por lo que si aumenta S_n la expresión general de I_g aumenta.

Por otro lado, el flujo de potencia de la red AC hacia el sistema DC va a venir dado por la misma expresión que para un LCC-HVDC con ángulo de disparo 0 -ec. (4.44)-.

Observamos lo que pasa desde el lado de DC:

$$\bar{V}_{dc} = \frac{1}{\pi/3} \int_{\frac{\pi}{3}+\alpha}^{\frac{2\pi}{3}+\alpha} v_{c, línea}(\vartheta) d\vartheta = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} \sqrt{2} V_c \cos(\alpha) \quad \text{para } \alpha = 0^\circ \quad (4.44)$$

$$\bar{V}_{dc} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} \sqrt{2} V_c \quad (4.45)$$

Donde V_c se define como el valor eficaz de la tensión en el punto C según se muestra en la imagen 41.

$$\bar{V}_c = V_c^{\delta_c} \Rightarrow V_c = |\bar{V}_c| \quad (4.46)$$

Por otro, el balance de potencia a través del convertidor debe cumplirse -las pérdidas en el convertidor son despreciables para el cálculo de la corriente-:

$$P_c = P_d ; \sqrt{3} V_c I_g \cos(\Delta\delta) = V_{dc} I_{dc} \quad (4.47)$$

$$\sqrt{3} V_c I_g \cos(\Delta\delta) = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_c I_{dc} \quad (4.48)$$

$$I_g \cos(\Delta\delta) = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} I_{dc} \quad (4.49)$$

$$I_{dc} = \frac{\pi}{3\sqrt{2}} I_g \cos(\Delta\delta) \quad (4.50)$$

Donde $\cos(\Delta\delta)$ lo definimos como el factor de potencia que presenta el rectificador. Y es el coseno de la diferencia del ángulo de la tensión (δ_c) y el de la corriente (δ_{I_g}). En la ecuación (4.43) podemos comprobar que, conocidas las tensiones, \bar{I}_g queda completamente determinada.

$$\Delta\delta = \delta_c - \delta_{I_g} \quad (4.51)$$

Resumiendo. A medida que mayor es la estabilidad del nudo en el que se encuentre conectado el convertidor mayor será la aportación de corriente de la red AC como podemos observar en las ecuaciones (4.42) y (4.50).

4.2.4.2. Comportamiento del convertidor

La visión en conjunto para un convertidor situado al final de una línea en falta la podemos observar en la imagen 42. Las tres componentes de falta que hemos definido anteriormente las podemos encontrar aquí, viendo el comportamiento de la corriente a lo largo del tiempo.

Partimos de un estado pre-falta donde se exporta corriente de forma normal. En t_0 se produce el fallo y la corriente alcanza un pico de corriente (t_2) provocado por la descarga de los condensadores y capacidades de la línea. Y que producen el bloqueo del convertidor.

A medida que los condensadores son descargados por completo la corriente de falta DC decrece y se empieza a alcanzar el régimen permanente por parte del convertidor en t_5 .

Visto desde el lado de la red AC, la falta se percibe como una falta desequilibrada que, tras un cierto tiempo, alcanza su régimen permanente con corrientes muy por encima de la corriente nominal.

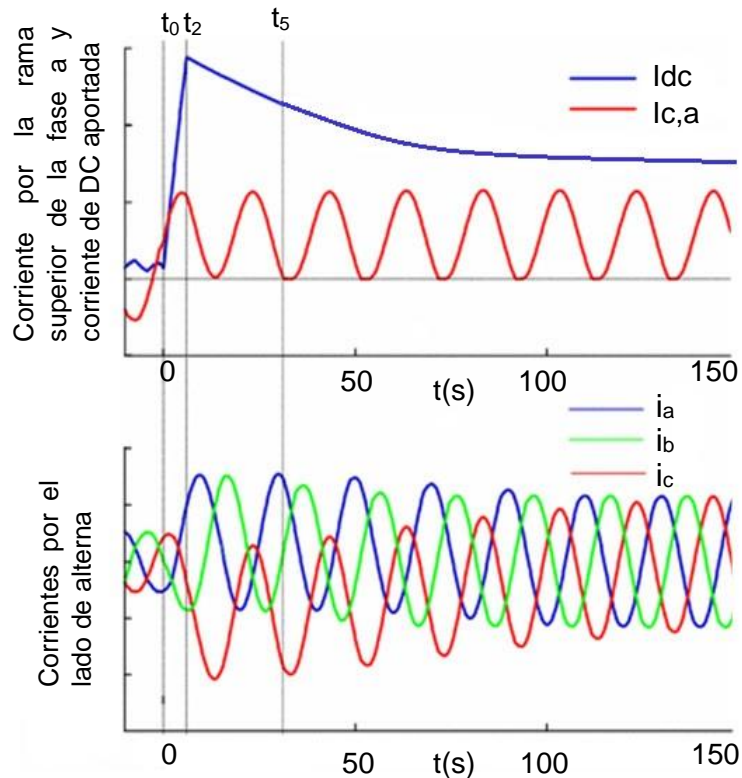


Imagen 43: Corrientes a través del convertidor vistos desde el lado de DC (superior) y AC (inferior) [40]

4.2.4.3. Modelado de la red HVDC en falta.

Una vez conocido cómo se comporta la red HVDC y las aportaciones de la red AC ante una falta, de las ecuaciones (4.13) y (4.50) podemos hallar la corriente total de falta que tendría cada uno de los n nodos de una red en régimen permanente.

Sin embargo, la ecuación (4.13) nos pide conocer las corrientes por las ramas como dato de entrada, mientras que la ecuación (4.50) – y por tanto la ec. (4.32)– nos pide conocer las tensiones en los nodos.

Por ello, en la práctica se recurre a utilizar métodos iterativos como forma de cálculo para simplificar el trabajo.

Si volvemos a fijarnos en el estudio para el posible sistema mallado del mar del norte, los órdenes de magnitud de la corriente ante una falta están en torno a 20 kA. Valores muy elevados como para que en DC se pueda esperar al régimen permanente de una falta.

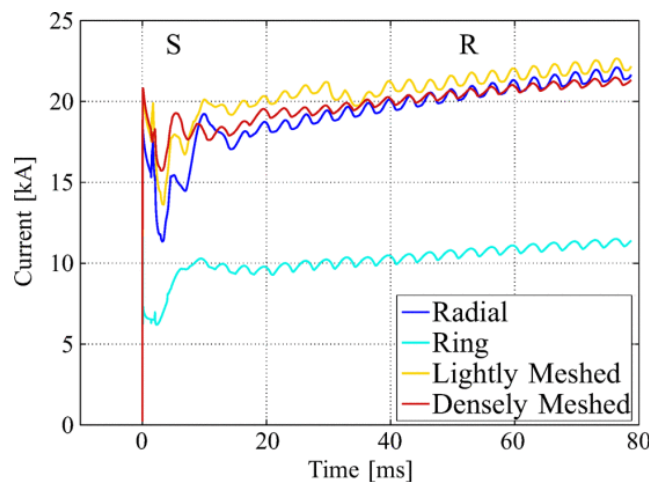


Imagen 44: Corriente por CB-43 durante una falta en F1. S: CB de estado sólido, R: CB mecánico. [36]

4.3. Conclusiones

Las conclusiones que podemos sacar con respecto al fenómeno de falta y la magnitud de la corriente DC de falta son:

- El valor mínimo de corte de corriente vendrá dado por las condiciones del sistema antes de la falta. Cuanto mayor esté cargado el sistema mayor será este nivel.
- El pico máximo de corriente depende de las inductancias conectadas a la línea y del momento de bloqueo de los IGBTs. Donde cuanto más rápida sea la detección menor será la corriente que se alcance.
- Incluso si todos los interruptores son bloqueados en el momento inicial de la corriente, estos siguen comportándose como diodos que permiten el paso de la corriente hacia la falta.
- La idea de grandes interruptores automáticos de corriente continua capaz de cortar las corrientes en régimen permanente está muy lejos de su uso comercial pues su magnitud es muy elevada.
- Por lo que una respuesta rápida por parte del sistema de protección es la clave para reducir estas potencias de corte.

5. HVDC Circuit Breakers

En las aplicaciones actuales PTP HVDC, los interruptores automáticos de corriente directa (DC CBs) son usados para múltiples utilidades de separación de elementos. Entre ellos como interruptor de puesta a tierra del neutro, como interruptor automático del retorno metálico en una configuración monopolo o bipolo, interruptores bypass de alta velocidad para líneas paralelas, o como interruptores de aislamiento de circuitos con corriente cero.

Sin embargo, interruptores para cortar corrientes de cortocircuito en corriente continua sólo se han realizado para bajas y medias potencias y en un número muy limitado. Las máximas potencias para un DC CBs clásico –mecánico- han sido: 250 kV a 8 kA [52] o 500 kV a 4 kA que no es más que 1.6 veces la corriente nominal del enlace [35]. Con un tiempo de despeje de falta en torno a 35ms para un LCC HVDC.

Debido al gran tamaño que suponen los elementos y su alto coste comparado con un AC CB para la misma potencia soluciones alternativas han sido propuestas. Con mayor desarrollo a medida que la tecnología VSC-HVDC y la mejora de la electrónica de potencia avanzaba hacia menores costes y mayores potencias.

5.1. Por qué es necesario aislar

Como se mencionó al inicio de este capítulo, la necesidad de la eliminación de una falta ante un determinado cortocircuito es necesaria, entre otros motivos, para no poner en riesgo el personal ni los elementos de la instalación y para minimizar las perturbaciones en la red, que en definitiva afecta a todo el sistema pues las potencias de cortocircuito pueden ser muy altas.

Varias técnicas de eliminación de falta y protección del personal y del equipo pueden ser empleadas; pero es necesario hacer hincapié, además, en la necesidad de **separar los elementos** que componen un sistema o una red si se pretende el desarrollo a gran escala de esta tecnología.

- Por un lado, la separación física del elemento en falta es necesaria si se quiere realizar mantenimiento en la línea donde se ha producido la falta.
- Por otro, métodos de protección mediante la definición de zonas de protección permite el desarrollo de sistemas en diferentes escalas de tiempo; pues los elementos protectores junto con el sistema de protección tendrían que encargarse sólo de una parte del sistema – es decir, sólo del elemento que protegen- y no sería necesario la modificación de todo el sistema cada vez que una nueva conexión se realizase.

Es decir, independientemente de la magnitud o del sistema de control y eliminación de falta, es necesario un elemento capaz de separar físicamente circuitos y de definir zonas de protección que no interfieran en el desarrollo conjunto de la red.

Si sólo se considerase el problema de la falta y la capacidad del convertidor de controlar y eliminar la falta no sería necesario un CB capaz de cortar altas corrientes como las descritas. Así una topología FB MMC HVDC es capaz de controlar, invertir la tensión de los polos y eliminar una falta en muy poco tiempo. En conexiones PTP esto puede ser considerado una gran ventaja técnica. Pero en cuanto existe más de una línea o punto de conexión como los mostrados – imágenes 27 y 28- esta topología no es de utilidad, pues se llevaría a cero todo el sistema ante la falta en un solo punto -este caso se tratará con más detalle en 6.4. Localización de la falta-.

Por ello y como se muestra en la imagen- img. 27(b)- es mucho más práctico y útil la separación de elementos a proteger mediante el uso de CB.

5.2. Requisitos

Así, el procedimiento para evaluar los requisitos que son necesarios para determinar el dimensionado mínimo de los DC CBs se basa en el cálculo de la corriente de cortocircuito esperable que tiene que soportar y eliminar [39].

De acuerdo con el análisis de corrientes de cortocircuito del apartado anterior, la corriente de falta puede ser descompuesta en sus componentes de régimen pre-falta y componente de falta. El estado pre-falta puede ser determinado por las condiciones de operación de la línea, mientras que la componente de falta supone la parte dominante del problema y tienen que ser calculada de cara al dimensionado de un interruptor que vaya a ser puesto en campo, mediante simulaciones digitales y optimizaciones del sistema.

Conociendo la peor corriente de falta y el estado anterior de la red la corriente que pasa a través del DC CB, la corriente de falta es la suma de estas dos componentes [36] y [39].

El valor de la corriente que debe cortar el interruptor dependerá también del tiempo de demora en la identificación de la falta, el retardo que se coloque sobre la actuación del CB, el tamaño de los inductores limitadores de corriente y la distancia a la que se encuentre la falta; que harán en mayor o menor medida que esta sea más o menos elevada.

En baja y media tensión diferentes configuraciones de CB han sido llevadas a cabo, con tecnología similar a un AC CB- como interruptores con extinción de arco mediante soplado magnético, en vacío, con aislamiento SF6 o incluso también interruptores de estado sólido – interruptores semiconductores- [41]

Parte de las dificultades asociadas a la construcción de un HVDC CB ya han sido mencionadas y las podemos resumir de la siguiente forma:

- La corriente de cortocircuito no tiene un paso por cero natural. Lo que obliga a provocar este paso por cero.
- La impedancia de los cables y líneas dc es muy baja. La impedancia posee prácticamente sólo componente resistiva, lo que produce mayores corrientes de cortocircuito.
- Es necesario disipar la energía almacenada por las impedancias del sistema para cortar el flujo de corriente.
- La detección de faltas en DC es más difícil debido a las bajas impedancias que presentan las líneas y las altas corrientes que suponen.
- Los componentes semiconductores poseen bajas constantes térmicas. No son capaces de soportar altas corrientes durante mucho tiempo; añadido a esto, su coste es muy alto.
- Los VSC HVDC son bloqueados y se llega a perder su control.

En especial, la necesidad de crear un paso por cero de la corriente y la capacidad del CB de disipar la energía almacenada son dos requerimientos que poseen una fuerte interacción con el sistema [ver: ¿Cómo afecta la topología?]. Por otro lado, necesidades igualmente importantes de cara a la operatividad del sistema sería un sistema capaz de despejar rápidamente una falta, evitando el bloqueo de los terminales y disminuyendo el daño que estos sufren.

5.3. Principio básico de interrupción

La corriente en un circuito DC puede ser llevada a cero generando una tensión negativa de igual o mayor magnitud que la tensión del sistema.

Esta diferencia de potencial puede ser añadida en forma de resistencias o inductancias en el flujo de la corriente, donde la energía almacenada en el sistema es disipada a través de estos elementos. Sin embargo, para altas potencias la capacidad de los elementos para limitar la corriente o disiparla a través de un arco eléctrico conduce a tamaños muy grandes y costosos.

Como solución a este problema diferentes ramas en paralelo son añadidas al interruptor; formando una configuración con una rama principal con bajas pérdidas en régimen permanente, y otra con una característica de resistencia lineal o no lineal. Un esquema típico de esta configuración la podemos encontrar en la imagen 44.

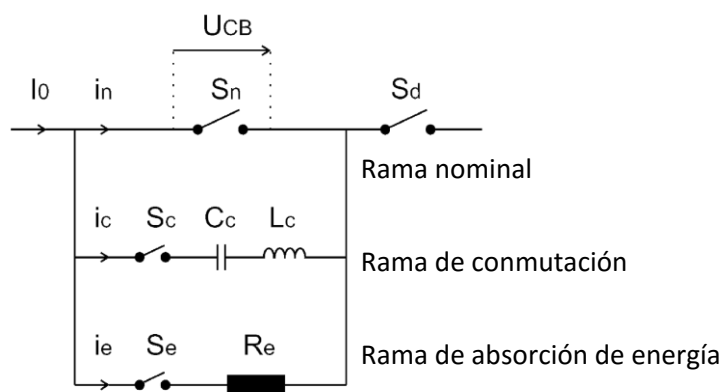


Imagen 45: Esquema típico de un interruptor en corriente continua [35]

Una de las soluciones ya conocidas para tener bajas pérdidas en régimen continuo y generar una alta resistencia en poco tiempo es mediante la separación física de dos contactos metálicos – principio básico de un AC CB- donde sólo es necesario proporcionar la tensión necesaria para producir el disparo del dispositivo y no toda la tensión que almacena el cortocircuito. Por otro lado, las ramas en paralelo disipan gran parte de la energía mejorando la capacidad del CB de extinguir el arco generado.

El proceso puede ser mejorado añadiendo un condensador en paralelo que momentáneamente absorba la corriente. Donde éste puede estar precargado o no; ayudando al paso por cero de la corriente en el caso de que este esté cargado.

Para la mayoría de aplicaciones HVDC se ha utilizado este tipo de interruptor, con la separación de dos contactos y un sistema paralelo de absorción de energía.

El sistema de absorción de energía puede ser la suma de una inductancia (L_c) y un condensador (C_c) que una vez conmutados provoquen un sistema oscilante entre la corriente por la rama principal y la rama paralela a frecuencia natural ω_0 :

$$\omega_0^2 = \frac{1}{L_c C_c} \quad (5.1)$$

Si la corriente i_n es más grande que la corriente I_{0dc} , un cruce por cero de la corriente se produce en la rama principal y el interruptor S_n puede cortar la corriente. La corriente I_0 continúa cargando el condensador en la rama de conmutación.

Si la tensión del condensador sobrepasa un determinado valor – típicamente la capacidad de corte del CB- la rama de absorción actúa produciendo la disminución de la corriente I_0 . Pero si la diferencia de potencial provocada por el arco es negativa, la corriente de oscilación entre la rama principal y el sistema de absorción empieza a aumentar la amplitud de las oscilaciones.

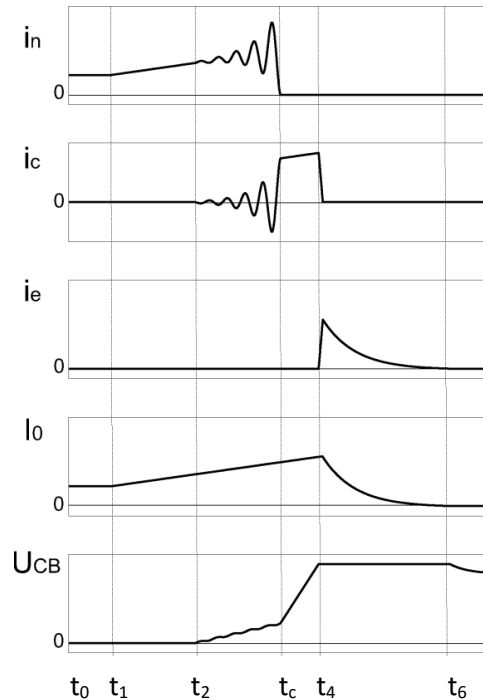


Imagen 46: Corrientes por las distintas ramas de un interruptor básico [35]

En la figura superior podemos ver el comportamiento de la corriente en las diferentes partes de un interruptor y la diferencia de potencial que existe en el interruptor.

Siguiendo con la notación utilizada anteriormente, ante una falta en t_0 la corriente I_0 vista desde el CB empieza a crecer desde t_1 hasta t_2 momento en el que se da la orden de apertura del interruptor principal (S_n); los contactos del interruptor se empiezan a separar en t_2 , y una oscilación inestable empieza como característica de la tensión del arco (i_n).

En t_3 la amplitud de oscilación es suficientemente grande de tal forma que i_n cruza la línea del cero y S_n puede interrumpir la corriente conmutando a las ramas paralelas (t_c).

La corriente rápidamente carga C_c hasta el nivel de disparo del absorbedor de energía en t_4 y la tercera rama es conectada. Este absorbedor puede ser lineal o no lineal.

La tensión es limitada por estos elementos, la corriente sólo fluye a través de los absorbedores de energía y la corriente I_0 finalmente cesa en t_6 .

Otra alternativa a las oscilaciones auto-excitadas con elementos puramente pasivos en las ramas de conmutación es el uso de elementos activos como los interruptores de cierre S_e y S_c . Si el condensador C_c se encuentra precargado, una corriente es inyectada a la corriente principal una vez se cierra S_c y una contracorriente es inducida.

Basados en esta configuración básica, han sido propuestas muchas alternativas al principio de funcionamiento, entre ellas los mayores esfuerzos se han centrado en optimizar los elementos más caros del sistema, los condensadores y las inductancias, y en extender el rango interrupción de corrientes; pero muy pocos se han sido llevados a la práctica.

Mayores potencias pueden ser cortadas colocando CBs en serie en la rama principal o utilizando la electrónica de potencia para simular oscilación a frecuencia natural que se genera en el arco.

En cualquier caso, las mayores propuestas fueron realizadas antes de 1990, donde a pesar de las optimizaciones llevadas a cabo la capacidad de corte máxima es todavía limitada, especialmente por los tiempos de interrupción.

La búsqueda de una rápida interrupción es especialmente desafiante de encajar con la clásica configuración con elementos pasivos.

Es por eso por lo que soluciones basadas en semiconductores con una rápida respuesta han sido desarrolladas en los últimos años.

5.4. CB de estado sólido.

Cuando nos referimos a un interruptor de corriente de estado sólido (solid-state DC CB) nos referimos a un dispositivo que: para producir una interrupción de corriente, en lugar de producir una separación mecánica de sus contactos, lo que produce es un cambio en su estado de conducción mediante la modificación de sus canales pn. Es decir, en otras palabras, a un dispositivo semiconductor -como un tiristor o un IGBT- que no cambia físicamente su estado, pero si su modo de conducción.

La ventaja que supone un interruptor puramente semiconductor es su bajo tiempo de bloqueo. Su tiempo de bloqueo está entorno a unos pocos microsegundos (μs) comparado con un CB mecánico con unas pocas decenas de milisegundos –10-20ms- [41]; añadido a su bajo mantenimiento –no necesario- y su poco o casi nulo desgaste por conmutación –teóricamente ilimitado-

Como contras posee mayores pérdidas en estado de conducción - 1-2V de caída de tensión y entorno a unos pocos $\text{m}\Omega$ de resistencia- comparado con un interruptor mecánico – con menos de 100mV de caída de tensión y unos pocos $\mu\Omega$ de resistencia [41]- y un mayor precio para la misma potencia de corte.

En la tabla 3 podemos ver un resumen de las diferencias principales que presentan estos dos métodos de eliminación de faltas.

| | Mecánico | Sólido |
|---------------------------------|--|-----------------------|
| Mecanismo de conmutación | Separación de contactos y arco eléctrico | Capa de conducción PN |
| Resistencia | $\mu\Omega$ | $\text{m}\Omega$ |
| Caída de potencial | Menos de 100mV | 1-2V |
| Tiempo de apertura | Pocos ms-20ms | Pocos micro segundos |
| Separación galvánica | Si | No |
| Vida útil | limitada | Ilimitada |
| Coste | Bajo | Alto |
| Mantenimiento | Necesario | No necesario |

Tabla 3: Comparación de las características de un CB mecánico y un CB de estado sólido. [41]

Sin embargo, el mayor problema que encontramos en su aplicabilidad en HVDC es su capacidad de carga.

Para un CB clásico su capacidad consiste en el nivel de aislamiento y la capacidad de extinguir el arco que se produce entre sus dos terminales, un efecto muy conocido como ineficacia de este aislamiento es lo que se conoce como reencendido del arco, provocado por una tensión transitoria de restablecimiento que supera a la resistencia dieléctrica que presenta el medio en dichas condiciones y que reactiva el flujo de corriente. El mayor problema que esto supone es un alto desgaste entre los contactos del CB y debido a desprendimiento del material de los mismos. Sin embargo, el arco termina extinguiéndose. A mayor separación de contactos mayor capacidad de corte tenemos, por el contra, la energía que debe disipar es mayor; volviendo las unidades demasiado grandes.

Para un CB de estado sólido, la potencia de corte que podrá soportar vendrá dada por la capacidad que tenga para absorber dicha energía. I^2t , pues ésta producirá un calentamiento excesivo del terminal que, al contrario del medio del arco, es difícil de ser evacuada. Como ventaja su aplicación se basa en los primeros instantes del cortocircuito; lo cual reduce la energía que debe ser absorbida. Como contra al no ofrecer una separación física de los componentes están limitados por la máxima tensión de bloqueo que puedan soportar; si esta es superada el dispositivo conduce nuevamente.

El uso de interruptores puramente sólidos es aplicado en bajas potencias y sólo cuando la velocidad de corte es un factor muy determinante.

La mejora de los dispositivos semiconductores continúa creciendo constantemente, donde los esfuerzos se centran en aumentar la tensión de bloqueo del semiconductor y en aumentar la máxima corriente por unidad de dispositivo, disminuyendo las pérdidas [43].

Un interruptor ideal para la aplicación en redes HVDC combinaría todos los aspectos. Alto poder de corte, baja resistencia en estado de conducción y un bajo precio.

5.5. CB Híbridos

Si combinamos ambos aspectos, podemos colocar un CB mecánico en la rama principal que produzca bajas pérdidas en estado cerrado y un CB sólido en una rama paralela, obteniendo un interruptor automático híbrido.

Aquí, se busca que la separación de los contactos de un MCB sea tan rápida como para derivar la corriente de falta a la rama paralela; donde, una vez se restablece la resistencia dieléctrica del medio, el CB sólido pasa a ser operado como podemos observar en la imagen 48.

Al hilo de esto se ha desarrollado una vertiente lateral de MCB super-rápidos con muy pocas pérdidas. Estos MCB son capaces de operar en menos de 1ms y de provocar el suficiente arco eléctrico para que la corriente pase a la rama de corte rápidamente [44].

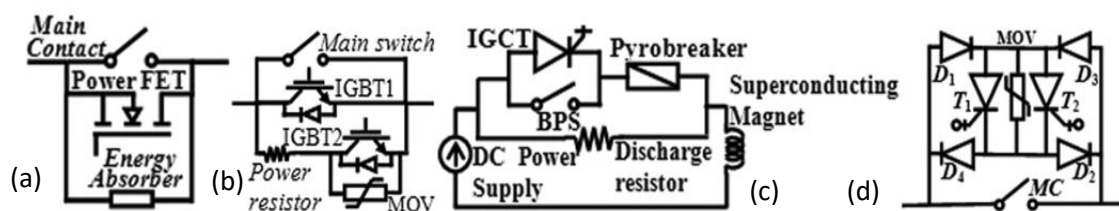


Imagen 47: Resumen de las diferentes propuestas de HCBs para bajas potencias. [44]

Diferentes modelos y combinaciones se han propuesto en la literatura como lo que podemos ver en [44], sin embargo, la mayoría de modelos han sido propuesto y testados para bajas potencias – (a) 1.5 kA @ 270 V; (b) 50A @ 200V; (c) 20 kA @ 5kV-

Donde su escalabilidad a potencias mayores se puede llevar a cabo mediante la conexión en serie de varios terminales.

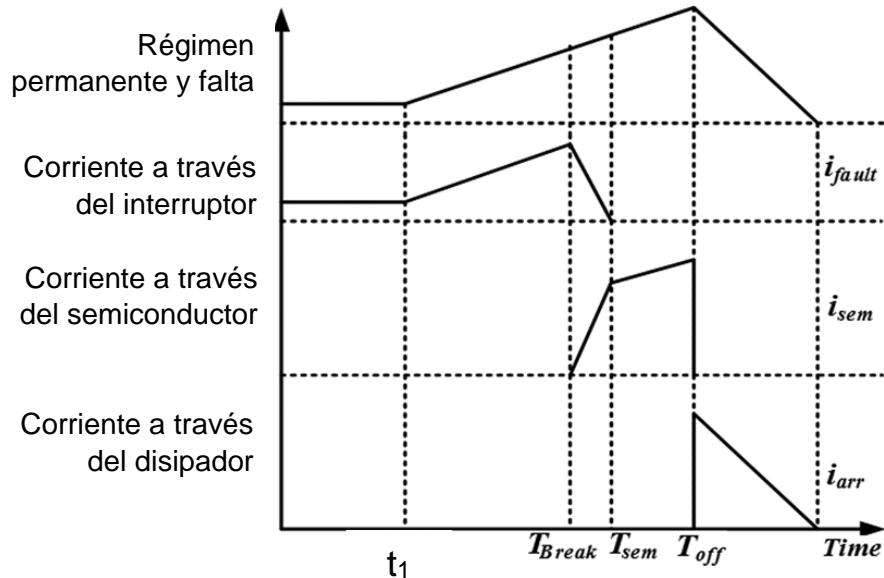


Imagen 48: Corrientes por las ramas de un CB híbrido. [44]

Por otro lado, los fabricantes han demostrado prototipos para grandes potencias que son capaces de interrumpir corrientes en el rango de 7-16kA en 2ms [7]. La capacidad de corte de corriente es mucho mayor si se añade una válvula auxiliar como la mostrada en la imagen 46(b) si se compara con el mismo poder de corte de la misma válvula sola -en un CB de estado sólido-

Al mismo tiempo, y de cara a la protección de redes malladas, han sido propuestos nuevos modelos de HCB bidireccionales capaces de cortar la corriente en ambos sentidos para corrientes de 15 kA @ 400 kV -img.47(d) e img.48- añadiendo elementos en paralelo a la línea capaces de limitar la corriente de falta. Donde no se considera el coste de los elementos.

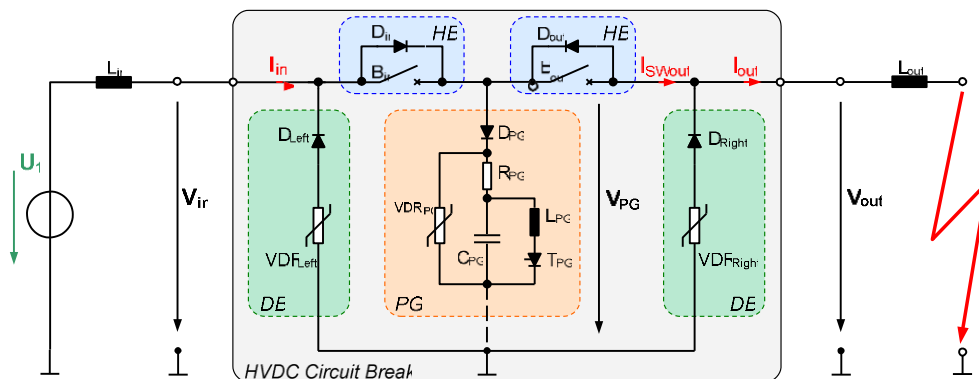


Imagen 49: Interruptor híbrido bidireccional. [10]

5.6. Soluciones actuales

En los modernos escenarios de sistemas de potencia la seguridad, la usabilidad, el control, las pérdidas, el coste, el mantenimiento y una rápida respuesta son cuestiones importantes que se consideran.

Tanto los CBs de estado sólido como los HCB son más costosos que un DC MCB. Pero la escalabilidad a mayores potencias no es posible con los MCB pues su tamaño aumentaría aún más los costes.

Sin embargo, la idea de reducir los costes de los elementos mediante la disminución de las solicitudes que se requieren sobre éstos, parece ser el camino más apropiado hacia mayores potencias.

Entre ellas la mayoría de soluciones pasa por disminuir la carga de energía que recibe cada elemento. Así un CB ultrarrápido es mucho más barato que un AC CB, pues no tiene que interrumpir toda la corriente de cortocircuito.

Nuevos conceptos con un mayor número de interruptores, pero un menor precio esperable, han sido propuestos recientemente. Son los conocidos como Multi-port Hybrid HVDC CB donde su funcionamiento se basa en añadir más ramas paralelas que limiten y controlen la corriente por el CB [45] [46] a la vez que están destinadas a su conexión en buses de continua con varias líneas adyacentes.

Por suerte, estudios sobre la utilidad de interruptores bidireccionales en corriente continua también han sido llevados a cabo, dando como resultado que con un método de protección adecuado no es necesario el uso de éstos [47] [48]. Por lo que el uso de interruptores unidireccionales es suficiente para proteger un sistema mallado; reduciendo a la mitad el número de elementos por interruptor que es necesario.

Nuevas técnicas de optimización de circuitos mediante el uso de programación genética también resultan de gran utilidad donde este tipo de optimización es más rápido que llevar a cabo estudios paramétricos – definiendo los parámetros del circuito y comprobando su resultado. De esta forma, podemos comprobar cómo se consigue un diseño optimizado de un HCB HVDC usando algoritmos genéticos en este estudio [49].

Por otro lado, cuanto más rápido sea el método de detección de faltas empleado más rápida será la respuesta por parte de los interruptores y menores serán las corrientes. Y aquí entra en juego también la capacidad de los convertidores de mantener su operatividad frente a faltas o incluso disminuir el pico de corriente que puede producirse.

6. Sistema y métodos de protección

Hasta la fecha diversas aplicaciones y modelos han sido propuestos entorno a la tecnología HVDC. Donde su inherente forma de operar podría permitir la integración de energía de fuentes renovables de forma masiva mediante el equilibrio y el comercio de ésta a nivel europeo y mundial. Sin embargo, la falta de fiabilidad y control ante la posibilidad de un cortocircuito impide el desarrollo a gran escala de ésta.

Como hemos visto en los capítulos anteriores diversas propuestas para solventar este problema han sido estudiadas, donde todas pasan por reducir el nivel de requerimientos a los que deben estar sometidos los elementos del sistema para que resulte una tecnología económicamente viable. Entre ellas es fundamental la rápida detección y eliminación de la falta debido a la imposibilidad de cortar la corriente en régimen permanente de una red HVDC.

Gracias a modelos de interruptores automáticos (CB) de rápida respuesta basados en semiconductores -CB de estado sólido- e interruptores ultrarrápidos -HCB- esto es posible. Sin embargo, estos sólo son aplicables a sistemas radiales o en anillo donde se puede detectar fácilmente la localización de una falta y mandar una orden en una fracción de tiempo sin comprometer el resto de la red.

Así, en este capítulo revisaremos la aplicabilidad de los actuales sistemas de protección en redes HVDC.

6.1. Sistema de protección ideal

La misma filosofía que se aplica en los sistemas de protección para redes AC se aplica en redes HVDC. Así un sistema de protección ideal debería responder a las siguientes consignas:

- Minimizar el impacto de la falta en el funcionamiento de la red
- Impedir el daño de los componentes
- Garantizar una operación segura del sistema

Siendo para ello:

- **Rápido:** El sistema de protección debería actuar lo más rápido posible para reducir el daño que sufre el equipo, minimizar la corriente de falta y limitar el impacto que esto provoca en la red.
- **Sensible:** Todo tipo de faltas debe ser detectado. Y esto incluye faltas con una gran impedancia de falta donde no se producen grandes corrientes, pero si altas sobretensiones mientras el sistema toma una nueva referencia de tierra.
- **Selectivo:** Sólo debe ser aislado el elemento en falta, de esta forma pueden definirse zonas de protección y no comprometer el resto de zonas no afectadas.
- **Robusto:** el sistema de ser capaz de actuar ante cualquier situación. Y despejar el menor número de elementos posible.
- **Obediente:** tiene que actuar cuando debe actuar y, **seguro:** no actuar cuando no debe actuar.

En la red AC el tiempo de respuesta del sistema de protección y el despeje de la falta está limitado por la habilidad que tienen los generadores de mantener el sincronismo ante un estado de falta. Este tiempo suele estar entorno a unos cientos de milisegundos -400-800ms-.

En HVDC el tiempo crítico es mucho más bajo y depende principalmente de las constantes térmicas de los elementos semiconductores y su capacidad de soportar altas corrientes sin sufrir daños. Y, por otro lado, del número de nodos a los que ésta pueda llegar a afectar.

6.2. Métodos de protección.

De esta forma, para los sistemas PTP HVDC actuales están planteados los siguientes métodos de protección.

Mediante el uso de AC CBs. En este método el CB del lado de AC de cada convertidor es usado para despejar cualquier tipo de falta en DC. Una vez se produce la desenergización del enlace interruptores o seccionadores desconectan el elemento en falta en el lado de DC. Éstos no tienen por qué ser especialmente rápidos o soportar grandes corrientes.

Sin embargo, al utilizar interruptores mecánicos se trata de un método de control muy lento donde varios ciclos de la componente fundamental de la tensión son necesarios.

Por otro lado, la pérdida total de la conexión se pierde. En el caso de pequeños sistemas puede ser aplicado este método de protección [50]; pero en el caso de un sistema en red, la pérdida de la red entera es algo inaceptable.

Protección mediante el uso de los convertidores en el lado de DC. Similar al método anterior se puede utilizar la capacidad de los convertidores de bloquear una falta en DC mediante su bloqueo y llevar a cero de tensión y corriente de la red. Conversores FB MMC HVDC son capaces de controlar la corriente de falta como es expuesto en [50]. Y al igual que en el método anterior todo el sistema queda inoperativo hasta su reinicio una vez despejada la falta.

Como se tratará más adelante este método de protección trata de minimizar el tiempo que la red permanece desconectada.

Mediante el uso de DC CB. Al igual que en una red AC, el uso de DC CB permite la división de la red en zonas de protección. Cada zona de protección está cubierta por un actuador primario -un CB- que se encarga de despejar el elemento en el menor tiempo posible. Si esta protección falla normalmente se define una segunda y tercera zona de protección aguas arriba de la falta.

En AC, la secuencia de operación consiste en primero detectar la localización de la falta y después actuar. En DC propuestas contrarias han sido establecidas; actuando cada protección mediante mediciones locales y disparando para, más tarde, determinar la localización de la falta y reconectar las líneas sanas [50].

Hasta ahora, la opción preferida para altas potencias es mediante el uso de protecciones AC para proteger frente a faltas en DC. Puesto que la mayoría de las conexiones actuales son PTP y resulta económicamente atractivo, pues un mismo AC CB protege ambos lados de la red.

Si queremos llevar esto a la práctica parece que la solución ideal es que una falta en DC sea despejada por las protecciones de DC.

6.3. Detección de la falta

Los métodos de detección de la falta no suponen tanto problema como la determinación de la localización de la falta.

La mayoría de ellos se basan en la medición de la corriente o de la tensión o en magnitudes generadas a partir de ellas como la impedancia.

La más rápida de las detecciones de falta que existe en DC es mediante la identificación de las ondas viajeras y el fenómeno transitorio que se produce en los primeros instantes del fallo. Donde altos gradientes de tensión y corriente son medidos.

Sin embargo, no se puede aplicar métodos de protección basados en la impedancia aparente de la falta, pues las ondas viajeras pueden dar resultados fuera de las zonas definidas.

6.4. Localización de la falta

En cuanto se detecta una falta el sistema de protección debe ser capaz de localizar la falta y actuar en consecuencia. Ordenando a los interruptores adecuados su apertura y en caso de fallo de estos disparar las protecciones adecuadas para la eliminación de dicho fallo desconectando el menor número de elementos.

Frente a estos requisitos y a la alta velocidad que es necesario en el sistema de protección varias soluciones son expuestas.

6.4.1. Sin comunicación

Funciones de protección y eliminación de faltas basados solamente en medidas de variables locales como funciones de protección por sobrecorriente o caída de tensión son conocidas en AC. La ventaja que supone un sistema de protección basado únicamente en señales locales es que no es necesario un sistema de comunicaciones entre los nodos para actuar en consecuencia esta operación puede ser muy rápida.

En redes HVDC estos métodos pueden ser utilizados en sistemas radiales, donde la determinación de la localización de la falta es bastante sencilla.

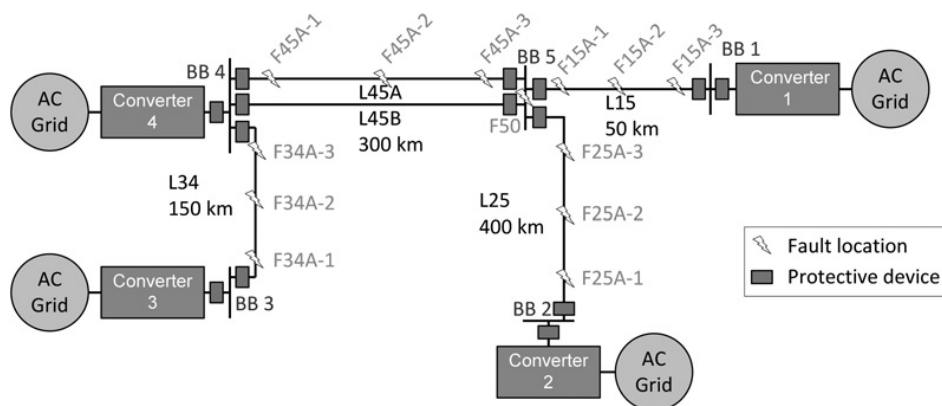


Imagen 50: Sistema de protección basado en un FB MMC HVDC sin comunicación. [50]

Para su aplicación en sistemas mallados en HVDC se propone [51] que un sistema de eliminación de faltas basado sólo en señales locales lleve todos los convertidores a cero donde se trata de minimizar el tiempo en el que la red permanece fuera de servicio. Los órdenes de tiempos que se manejan están entre 120-200 ms para un sistema de 5 nodos como el mostrado en la imagen superior e interruptores mecánicos de 2 y 30 ms.

Tras el bloqueo de todas las estaciones el sistema de protección determina la localización de la falta y dispara el elemento en falta. Mientras, el resto de estaciones se mantienen en espera esperando ordenes de volver al servicio.

Si las estaciones convertoras no tienen capacidad para mantener el control ante una falta entonces su CB es disparado y este se mantienen a la espera de volver a ser conectado.

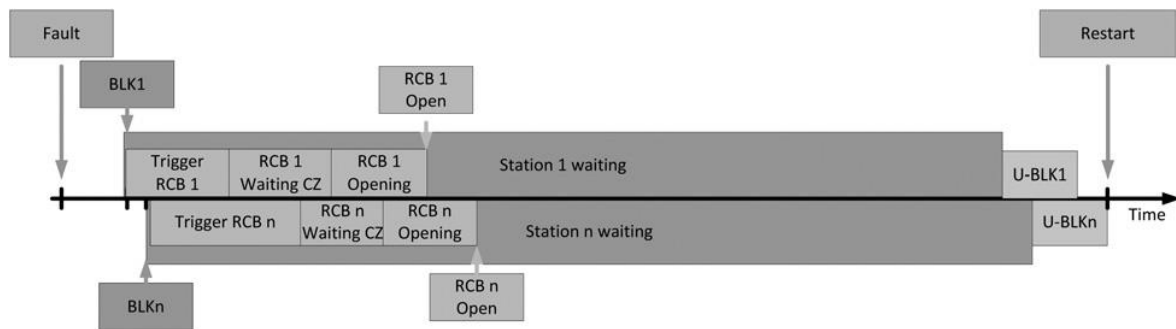


Imagen 51: Protocolo de actuación tras el bloqueo de todas las estaciones. [50]

Como hemos apuntado, esto es útil en pequeños sistemas, sin embargo, la posibilidad de operar mediante este protocolo no asegura la selectividad sin comunicaciones.

6.4.2. Mínima comunicación

Si se aplica el mismo protocolo mostrado en la sección anterior, pero con un mínimo de comunicaciones entre cada terminal los tiempos pueden reducirse a 20 -50ms con una mayor selectividad. Pero sigue siendo inaceptable en sistemas más grandes como los que se tratan en este trabajo.

Por otro lado, si se establece un mínimo de comunicación entre los elementos protectores se puede utilizar métodos de protección diferenciales. Esta se basa en la medida y recepción de información de la corriente que fluye por ese punto comparada con la corriente que mide el extremo contrario. Esta diferencia de corrientes debe ser cero en régimen permanente y alcanzar un alto valor en el caso de una falta.

La protección diferencial de elementos cercanos -como barras o pequeñas líneas- es una opción bastante útil y rápida. Y es la preferida en AC, donde se asegura una alta selectividad del elemento en falta, pues las protecciones sólo miden las corrientes del elemento a proteger e ignoran las faltas pasantes.

Sin embargo, una comunicación dedicada es necesaria entre ambos elementos.

6.4.3. Completamente comunicado

Un sistema completamente comunicado requiere un sistema más complejo de comunicaciones, donde basados en la medida de las corrientes del sistema se puede determinar la localización de la falta mediante el cálculo del flujo de potencia en la red.

Como contra, es un sistema bastante lento comparado con la determinación de una falta mediante protecciones diferenciales.

6.5. Protecciones diferenciales en DC

Si todos los sensores son sensibles a la dirección de la corriente es posible desarrollar sistemas de protección robustos para redes HVDC. No obstante, en grandes sistemas mallados es necesario al menos un poco de comunicación entre las protecciones, pues ante una misma falta varios sensores pueden notar el mismo sentido de corriente.

Las protecciones diferenciales como se ha descrito en el apartado anterior se basan en la comparación de las magnitudes de corriente entrantes y salientes al elemento protegido. Cada protección se comunica sólo con la protección del extremo contrario con lo que no es necesario la comunicación con otros CBs u otros elementos de la red.

Un esquema básico de cómo funciona la protección diferencial se puede ver en la siguiente imagen.

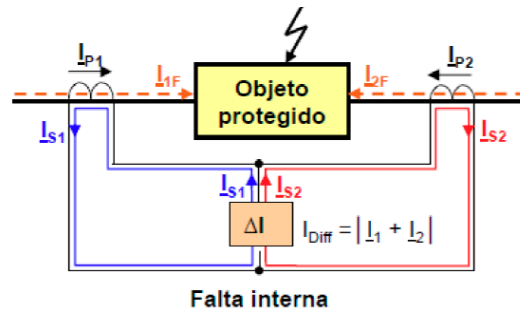


Imagen 52: Esquema de una protección diferencial. [52]

El principal problema asociado con las protecciones diferenciales son las demoras relacionadas con transmitir información a largas distancias. Primero, el sensor va a recibir información retrasada causada por el tiempo que tarda la onda viajera en llegar hasta su posición. Y segundo, habrá un retraso asociado con la transferencia de la señal de disparo por parte de la otra protección.

Así, se ofrece una adaptación del ejemplo utilizado en [7] para mostrar los tiempos que suponen las comunicaciones en una alta rapidez y detección del fallo. Aquí no se incluyen los retardos de procesamiento de las unidades -1ms- y se considera que la velocidad a la que viaja la información de un extremo al otro es la velocidad de la luz (300 km/ms); mientras que en la velocidad de la luz en vidrio (fibra óptica) es de aproximadamente la mitad 150 Km/ms [51].

De esta forma, cuando se produce un fallo a unos 100 km de una línea de 500km como el mostrado en la figura; la onda de tensión alcanza 1ms más tarde al sensor más cercano (S1) y 2ms más tarde al del extremo contrario (S2).

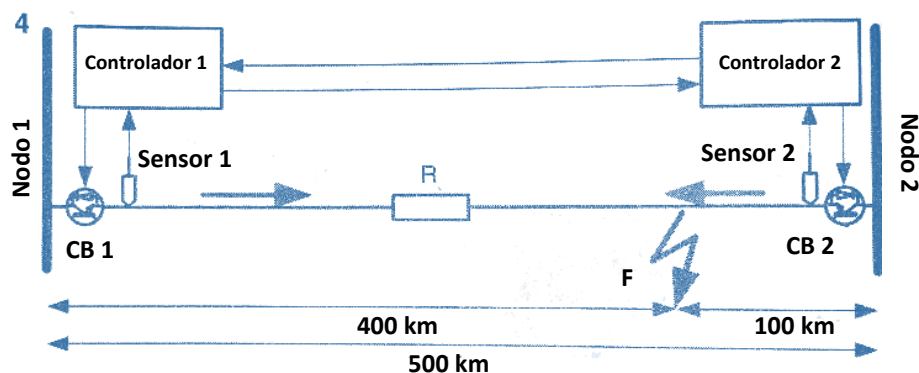


Imagen 53: Comunicación entre dos terminales frente a una falta [7]

Como se puede comprobar en la imagen 53. A pesar de que el sensor 2 es el primero en detectar la falta, no es hasta 4ms después, una vez recibida la confirmación del sensor 1, cuando esta protección actúa. Por otro lado, el sensor 1 recibe la señal por parte del sensor 2 con tan sólo una diferencia de 1 ms.

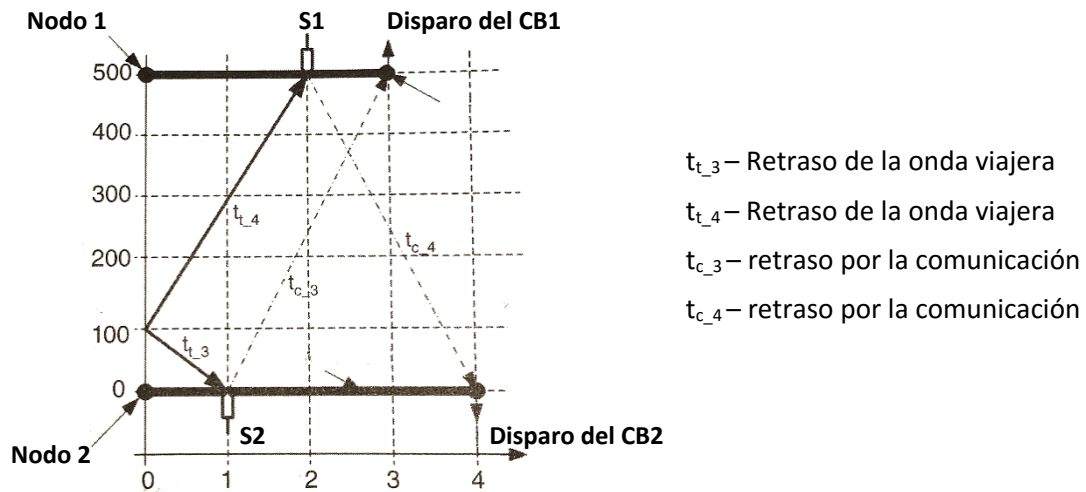


Imagen 54: Tiempos de demora y retrasos generados por la longitud a la falta [7]

Por otro lado, si se emplea una filosofía de protección basada en la medida de corrientes locales con una comunicación ligera o mínima como el que utilizan las protecciones diferenciales se puede llegar a mejorar este método de detección como el expuesto en [47] por Ataollah Mokhberdoran. Donde gracias al rápido método de detección las corrientes en falta para un sistema de 4 nodos a 380kV con convertidores trabajando entre 900 y 1200MW puede ser eliminado con picos de corriente de 8 kA con tiempos de detección de 2-3 ms.

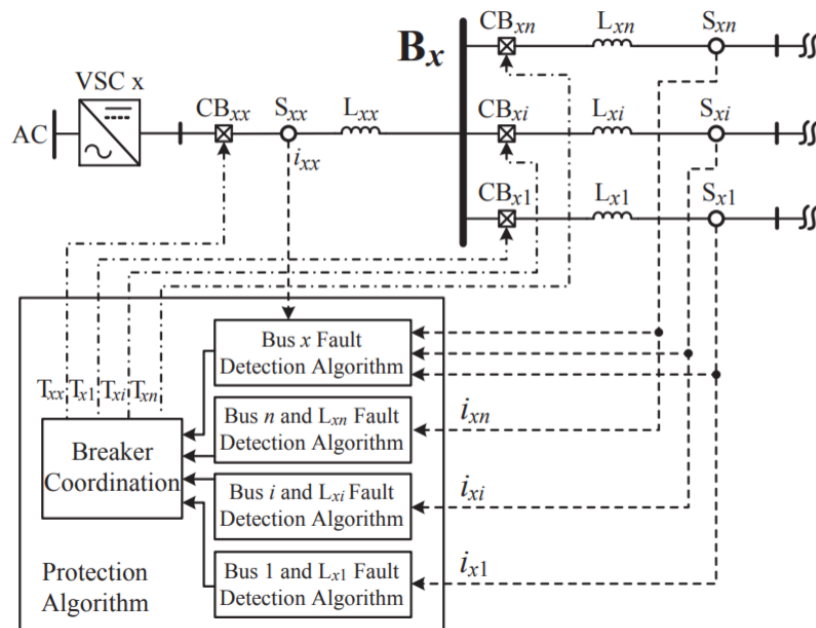


Imagen 55: topología de las comunicaciones de un sistema de protección basado en la medida de variables locales para un sistema de n líneas. [47]

7. Conclusiones

Tras haber revisado la literatura existe relevante al fenómeno de falta en redes en corriente continua podemos concluir que la integración y el desarrollo de sistemas HVDC ve frenado su progreso no tanto por la falta de ideas propuestas; si no, más bien, por la falta de experimentación, la falta de determinación de estándares y por un desarrollo y optimización por separado de cada uno de los elementos del sistema.

7.1. Comprobación de los resultados

La mayoría de propuestas que se han revisado y se han realizado hasta la fecha son puramente teóricas. Por una parte, porque la inversión para construir determinados interruptores es muy alta y, por otra parte, porque recrear tales magnitudes de corriente y energía son inviables en un laboratorio.

Sin embargo, la modularidad que presentan nuevos modelos de interruptores como los mostrados, no sólo reducen los requerimientos que se imponen sobre éstos si no que también, ayudan a su experimentación y mayor conocimiento de su comportamiento. Para llevarlos a la práctica es necesario un mayor desarrollo de laboratorios capaces de recrear el entorno al que estarán sometidos los interruptores reales. Sólo mediante la experimentación se pueden conocer aspectos como el desgaste de los materiales, el estrés al que está sometido, etc.

7.2. La línea entre lo teórico y la realidad

Por otro lado, a pesar de que a corto plazo ya están planificadas varias líneas en corriente continua, el paso hacia una realidad en la que exista un sistema controlado de flujo de energía debe ser llevado a cabo por grandes compañías o por los respectivos gobiernos u órganos de administración de los distintos países en coordinación. De tal forma que no sólo es necesario un avance técnico; si no también uno político en el que mercados de energía más libres puedan ser llevado a cabo.

7.3. Una mayor estandarización

Como sabemos, estas inversiones se planifican a muy largo plazo 20-50 años debido a su alto coste. Por lo que también es necesario avanzar en el camino hacia una serie de estandarizaciones a nivel constructivo de las líneas como a nivel de fabricantes. Hasta la fecha no hay valores de tensiones definidos o sistemas de protección establecidos. En un futuro próximo tendremos que encajar sistemas contruidos a diferentes escalas de tiempo con diferentes tecnologías y probablemente diferentes filosofías de protección. Lo cual dificultaría mucho su integración en forma de redes si éstas no se han guiado de antemano hacia un sistema mayor.

7.4. Futuro trabajo

Con respecto a los aspectos técnicos de los interruptores de corriente. Se debe seguir optimizando los esquemas básicos de interruptor, de cara a reducir el tamaño de los elementos, el tiempo de interrupción de la corriente y el precio. De esta forma, la extensión de los interruptores de media tensión hacia la alta tensión debe ser realizada y puesta a prueba. Y, como se ha comentado, la optimización combinada de todo el sistema de protección e interruptor. Que, en conjunto, conduce a resultados más óptimos y realizables a largo plazo.

Referencias

- [1] IEA International Energy Agency, *Energy and Climate Change*, France: IEA Publications - DESK, 2015
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>.
- [2] European Commission, «European Commission - Climate Action,» UE, 01 02 2012. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en. [Último acceso: 08 Septiembre 2017].
- [3] European Commission, «European Commission - Climate Action,» EU, 28 10 2014. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en#tab-0-0. [Último acceso: 08 09 2017].
- [4] World Wind Energy Association (WWEA), «Wind Energy Installations Report 2016,» WWEA, Bonn, 2016
http://www.wwindea.org/wp-content/uploads/filebase/market_reports/Wind_Energy_Installations_2016.pdf.
- [5] WWEA Technical Committee - Dr. Jami Hossain, «Wind Energy 2050 On the shape of near 100% RE grid,» World Wind Energy Association, 2015
http://www.wwindea.org/download/technology/GRID_INTEGRATION_Wind_Energy_2050.pdf.
- [6] European Commission, «COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK - Second Report on the State of the Energy Union,» Brussels, 2017
https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/2nd-report-state-energy-union_en.pdf.
- [7] J. Dragan and A. Khaled, *High-Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids.*, Chichester (West Sussex): John Wiley & Sons, 2015.
- [8] International Energy Agency, «Renewables information: Overview,» 2017
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewablesInformation2017Overview.pdf>.
- [9] M. Chinchilla, *Introducción a la sostenibilidad y Energías renovables*, Madrid, 2015
<https://aulaglobal.uc3m.es>.
- [10] Y. Wang y R. Marquardt, «Future HVDC-grids employing modular multilevel converters and hybrid DC-breakers,» 2-6 Septiembre 2013. [En línea]. Available: Published in: Power Electronics and Applications (EPE), 2013 15th European Conference on <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/6631861/>.
- [11] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt y J. Liang, *HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*, New Jersey: IEEE Press - Wiley, 2016.
- [12] European Commission, «2050 Energy Strategy,» 2011. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy>. [Último acceso: Septiembre 2017].
- [13] J. Usaola García, «Mercados mayoristas de energía eléctrica,» Madrid, 2016 www.aulaglobal.es.
- [14] ENTSO-E, «10-Year Network Development Plan,» 2014. [En línea]. Available: https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014_FINAL.pdf.
- [15] ENTSO-E, «Ten-Year Network Development Plan 2014,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>. [Último acceso: Septiembre 2017].
- [16] European Commission, «Still time to have your say on Trans-European Networks for Energy,» EU, 09 August 2017. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/still-time-have-your-say-trans-european-networks-energy>. [Último acceso: Septiembre 2017].

- [17] European Commission, «Trans-European Networks for Energy,» UE, 2017. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy>.
- [18] ABB, «HVDC: una tecnología para la eficiencia energética y la fiabilidad de las redes,» [En línea]. Available: [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/56a27c94b60d6374c12574c6004e9268/\\$file/HVDC+-+efficiency+and+reliability_040908.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/56a27c94b60d6374c12574c6004e9268/$file/HVDC+-+efficiency+and+reliability_040908.pdf).
- [19] «Friends of The Supergrid,» [En línea]. Available: <http://www.friendsofthesupergrid.eu/>.
- [20] J. Lin, «IEEE Xplore,» 22 Diciembre 2015. [En línea]. Available: Published in: IEEE Transactions on Industry Applications (Volume: 52, Issue: 3, May-June 2016) <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/7362152/>. [Último acceso: Septiembre 2017].
- [21] «Desertec Foundation,» [En línea]. Available: <http://www.desertec.org/>.
- [22] ABB, «HVDC References,» Septiembre 2017. [En línea]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references>.
- [23] Siemens, «Power Transmission references,» [En línea]. Available: <https://www.energy.siemens.com/nl/en/power-transmission/hvdc/references.htm#>. [Último acceso: Septiembre 2017].
- [24] M. Okba, M. Saied, M. Z. Mostafa y T. Abdel-Moneim, «Harmonics in HVDC Links, part II — Effects and reduction techniques,» 24 December 2012. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/IECON.2012.6388547 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/6388547/>.
- [25] ABB, «Hallsjon: The first HVDC Light transmission,» [En línea]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/hallsjon-the-first-hvdc-light-transmission>.
- [26] ABB, «DolWin2, ABB positions world's most powerful offshore converter platform in the North Sea,» [En línea]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/dolwin2>.
- [27] C. Fernández Herrero, «Electrónica de potencia,» Madrid, 2015 [En línea]. Available: <https://aulaglobal.uc3m.es/>.
- [28] K. Giddani, A. Grain P., A.-L. Olimpo y B. Graeme, «Analytical efficiency evaluation of two and three level VSC-HVDC transmission links,» 5 July 2012. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.018>.
- [29] J. Peralta, S. Hani, D. Sébastien, M. Jean y S. Nguefeu, «Detailed and Averaged Models for a 401-Level MMC-HVDC System,» 05 April 2018. [En línea]. Available: Published in: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 27, Issue: 3, July 2012) DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2188911 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/6178298/>.
- [30] C. Petino, M. Heidemann, D. Eichhoff, M. Stumpe, E. Spahic y F. Schettler, «Application of multilevel full bridge converters in HVDC multiterminal systems,» 2 Published in: IET Power Electronics (Volume: 9, Issue: 2, 2 10 2016) Page(s): 297 - 304 Nov 2016. [En línea]. Available: DOI: 10.1049/iet-pel.2015.0515 <http://ieeexplore.ieee.org/document/7413277/>.
- [31] G. Daelemans, K. Srivastava, M. Reza, S. Cole y R. Belmans, «Minimization of steady-state losses in meshed networks using VSC HVDC,» 02 October 2009. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/PES.2009.5275450 <http://ieeexplore.ieee.org/document/5275450/>.
- [32] J. Setreus y L. Bertling, «Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems,» 25-29 May 2008. [En línea]. Available: Published in: Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. <http://ieeexplore.ieee.org/document/4912686/>.
- [33] V. Akhmatov, M. Callavik, C. M. Franck, S. E. Rye, T. Ahndorf, M. K. Bucher, H. Muller, F. Schettler y R. Wiget, «Technical Guidelines and Prestandardization Work for First HVDC Grids,» 1 Feb 2014. [En línea]. Available:

Published in: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 29, Issue: 1, Feb. 2014) DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2273978 <http://ieeexplore.ieee.org/document/6616608/>.

- [34] ABB, «Una innovadora tecnología de restauración eléctrica reduce el tiempo de recuperación tras un apagón a fracciones de segundo,» 09 12 2015. [En línea]. Available: <http://www.abb.es/cawp/seitp202/7eba3dc82e010104c1257f1600393556.aspx>.
- [35] C. M. Franck, «HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs,» 2 April 2011. [En línea]. Available: Published in: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 26, Issue: 2, April 2011) DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2095889 <http://ieeexplore.ieee.org/document/5686894/>.
- [36] M. K. Bucher, R. Wiget, G. Andersson y C. M. Franck, «Multiterminal HVDC Networks—What is the Preferred Topology?,» 01 Feb 2014. [En línea]. Available: Published in: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 29, Issue: 1, Feb. 2014) DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2277552 <http://ieeexplore.ieee.org/document/6587276/>.
- [37] R. Wiget y G. Andersson, «Optimal power flow for combined AC and multi-terminal HVDC grids based on VSC converters,» 12 November 2012. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345448 <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6345448/>.
- [38] G. Allan, Electrical transients in power systems (2nd), New York: John Wiley & sons, 1991.
- [39] Z. Zheren y X. Zheng, «Short-circuit current calculation and performance requirement of HVDC breakers for MMC-MTDC systems,» 20 October 2015. [En línea]. Available: Wiley Online Library: DOI: 10.1002/tee.22203 <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/tee.22203/full>.
- [40] L. Bin, H. Jiawei, T. Jie, F. Yadong y D. Yunlon, «DC fault analysis for modular multilevel converter-based system Power Syst. Clean Energy (2017) 5: 275.,» March 2017, Volume 5, Issue 2, pp 275–282 . [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1007/s40565-015-0174-3> .
- [41] J. Burgos, Propagación de ondas en circuitos con parámetros distribuidos, Madrid: UC3M, 2016.
- [42] A. Atmadji y J. Sloot, «Hybrid switching: a review of current literature,» Published in: Energy Management and Power Delivery, 1998. Proceedings of EMPD '98. 1998. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/EMPD.1998.702771 <http://ieeexplore.ieee.org/document/702771/>.
- [43] B. J. Baliga, The IGBT device : physics, design and applications of the insulated gate bipolar transistor, Elsevier: William Andrew, 2015.
- [44] A. Shukla y G. D. Demetriades, «A Survey on Hybrid Circuit-Breaker Topologies,» [En línea]. Available: DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2331696 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/6856231/>.
- [45] A. Mokhberdoran, D. V. Hertem, N. Silva, H. Leite y A. Carvalho, «Multi-port Hybrid HVDC Circuit Breaker,» 23 IEEE Transactions on Industrial Electronics (Volume: PP, Issue: 99) June 2017. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/TIE.2017.2719608 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/7956212/>.
- [46] A. Mokhberdoran, «Advanced Fast HVDC Circuit Breakers,» 24 07 2017. [En línea]. Available: <http://hdl.handle.net/10216/106641>.
- [47] A. Mokhberdoran, N. Silva, H. Leite y A. Carvalho, «A directional protection strategy for multi-terminal VSC-HVDC grids,» 7-10 Environment and Electrical Engineering (EEEEIC), 2016 IEEE 16th International Conference on June 2016. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/EEEEIC.2016.7555819 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/7555819/>.
- [48] A. Mokhberdoran, S. P. Azad, D. V. Hertem, N. Silvao y A. Carvalho, «Protection of HVDC grids using unidirectional DC circuit breakers and fast local protection algorithm,» 14-16 AC and DC Power Transmission (ACDC 2017), 13th IET International Conference on Feb 2017. [En línea]. Available: DOI: 10.1049/cp.2017.0011 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/7934940/>.

- [49] J. A. Corea-Araujo, J. A. Martinez-Velasco y J. Magnusson, «Optimum design of hybrid HVDC circuit breakers using a parallel genetic algorithm and a MATLAB-EMTP environment,» 21 Published in: IET Generation, Transmission & Distribution (Volume: 11, Issue: 12, 8 24 2017) September 2017. [En línea]. Available: DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.1500 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/8048319/>.
- [50] L. Tang y B.-T. Ooi, «Locating and Isolating DC Faults in Multi-Terminal DC Systems,» 3 Published in: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 22, Issue: 3, July 2007) July 2007. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/TPWRD.2007.899276 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/4265729/>.
- [51] C. Petino, M. Heidemann, D. Eichhoff, M. Stumpe, E. Spahic y F. Schettler, «Application of multilevel full bridge converters in HVDC multiterminal systems,» 25 Published in: IET Power Electronics (Volume: 9, Issue: 2, 2 10 2016) February 2016. [En línea]. Available: DOI: 10.1049/iet-pel.2015.0515 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/7413277/>.
- [52] D. L. Cortón, «Protecciones diferenciales de línea,» 2015. [En línea]. Available: <https://aulaglobal.uc3m.es/>.
- [54] International Energy Agency (IEA), *Electricity information: Overview*, 2017 <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElectricityInformation2017Overview.pdf>.
- [55] Wikipedia, «Enchufes, voltajes y frecuencias por país,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Enchufes,_voltajes_y_frecuencias_por_pa%C3%ADs.
- [56] ABB, «Bi-directionally controlled thyristors (BCT),» [En línea]. Available: <http://new.abb.com/semiconductors/thyristors/bct>.
- [57] Red Eléctrica de España, «Operación de sistemas HVDC. Particularidades,» [En línea]. Available: <http://electronica.uc3m.es/geste/HVDC1-UC3M.pdf>.
- [58] ABB, «Press-pack IGBT and diode modules,» [En línea]. Available: <http://new.abb.com/semiconductors/stakpak>.
- [59] H. Jinwei, L. Yun Wei y M. Md Shirajum, «A Flexible Harmonic Control Approach Through Voltage-Controlled DG–Grid Interfacing Converters,» 07 April 2011. [En línea]. Available: DOI: 10.1109/TIE.2011.2141098 <http://ieeexplore.ieee.org.biblioteca5.uc3m.es/document/5746521/>.